



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DISEÑO EFICIENTE DE MALLA DE TIERRA EN PARQUES FOTOVOLTAICOS DE  
GRANDES DIMENSIONES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

NICOLÁS EDUARDO SEPÚLVEDA HERMOSILLA

PROFESOR GUÍA:  
ORIO TUCAS ALBARRACÍN

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
NELSON MORALES OSORIO  
MARCELO ROJAS CAMPOS  
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE

2021

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE: INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: NICOLÁS EDUARDO SEPÚLVEDA HERMOSILLA  
FECHA: 05/04/2021  
PROFESOR GUÍA: ORIOL TUCAS ALBARRACÍN

## DISEÑO EFICIENTE DE MALLA DE TIERRA EN PARQUES FOTOVOLTAICOS DE GRANDES DIMENSIONES

El plan del retiro total del parque de centrales a carbón antes de 2040 en Chile, es una de las iniciativas en la región que buscar aumentar la participación de las energías renovables, dado que los avances tecnológicos hacen posible sustituir gradualmente la generación en base a combustibles fósiles por otras que son renovables y competitivas. Bajo este contexto, la generación fotovoltaica destaca, dado que presenta bajos costos de inversión y operación, y además presenta bajos tiempos de instalación en comparación con el resto de tecnologías de generación renovable.

El objetivo de este trabajo es desarrollar una metodología para el diseño de mallas de tierras en parques fotovoltaicos de grandes dimensiones, que utilice las canalizaciones del cableado de los conductores y los perfiles de acero de las mesas que soportan los paneles fotovoltaicos, con el propósito de obtener un diseño de malla de tierra eficiente y rentable que cumpla con la normativa vigente.

La metodología presentada está conformada por una secuencia de pasos, los cuales emplean los parámetros del terreno y las características del sistema fotovoltaico para obtener un diseño seguro de puesta a tierra, de manera que las solicitaciones de voltaje máximas, frente a una falla eléctrica en el parque, no superen los valores tolerables por el ser humano.

Se concluye que la malla de tierra de los parques fotovoltaicos, que emplea las canalizaciones de media y baja tensión, e incorpora como parte del sistema de puesta a tierra los perfiles de acero de las estructuras que soportan los módulos fotovoltaicos; es eficiente y rentable, pues de acuerdo al caso de estudio, y con respecto a una malla reticulada optimizada, permite reducir los costos de una malla de tierra convencional en un 39 %, y para su construcción requiere aproximadamente la mitad de conductores.



# Tabla de contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Objetivo General . . . . .	2
1.2.1. Objetivos Específicos . . . . .	2
1.3. Alcances . . . . .	3
1.4. Estructura de la memoria . . . . .	3
<b>2. Marco Teórico</b>	<b>5</b>
2.1. Definiciones . . . . .	5
2.1.1. Puesta a tierra . . . . .	5
2.1.2. Malla de tierra . . . . .	6
2.1.3. Resistividad . . . . .	6
2.2. Seguridad de las personas en instalaciones eléctricas . . . . .	6
2.2.1. Efectos de la corriente en el ser humano . . . . .	7
2.2.2. Impedancia del ser humano y resistencias de contacto . . . . .	8
2.2.3. Voltajes tolerables por el cuerpo humano . . . . .	9
2.2.4. Solicitaciones de voltaje para las personas en una instalación eléctrica	11
2.3. Principales factores para el diseño de una puesta a tierra . . . . .	12
2.3.1. Corriente residual dispersada . . . . .	12
2.3.2. Tiempo de duración de la falla residual . . . . .	13
2.3.3. Resistividad del terreno . . . . .	13
2.3.4. Características del conductor . . . . .	17
2.4. Cálculo de resistencia de puesta a tierra . . . . .	19
2.4.1. Resistencia propia de una barra en un terreno de dos estratos . . . . .	21
2.4.2. Resistencia propia de un conductor horizontal . . . . .	22
2.4.3. Resistencia mutua entre dos barras verticales paralelas . . . . .	22
2.4.4. Resistencia mutua entre una barra vertical y un conductor horizontal	23
2.4.5. Resistencia mutua entre dos conductores horizontales paralelos, ente-	
rrados a igual profundidad . . . . .	24
2.4.6. Resistencia mutua entre dos conductores horizontales ortogonales en-	
terrados a igual profundidad . . . . .	25
2.5. Cálculo solicitaciones de voltaje en puesta a tierra . . . . .	26
2.5.1. Determinación de las solicitaciones de voltaje . . . . .	27
2.5.2. Determinación de los potenciales sobre el terreno . . . . .	28
2.5.3. Potencial sobre la superficie del terreno en el contorno de una barra .	28

2.5.4. Potencial sobre la superficie del terreno inducido por un conductor horizontal . . . . .	30
<b>3. Antecedentes Caso de Estudio</b>	<b>32</b>
3.1. Descripción parque fotovoltaico Diego de Almagro . . . . .	32
3.2. Diagrama unilineal simplificado . . . . .	32
3.3. Plano de disposición general . . . . .	34
3.4. Sistema de puesta a tierra central Emelda . . . . .	35
3.5. Canalización del cableado . . . . .	36
3.5.1. Canalizaciones de baja tensión . . . . .	36
3.5.2. Canalizaciones de media tensión . . . . .	36
3.6. Estructuras de soporte de módulos fotovoltaicos . . . . .	37
<b>4. Metodología</b>	<b>38</b>
4.1. Procedimiento diseño de mallas de tierra para parques fotovoltaicos de grandes dimensiones . . . . .	38
4.2. Diagrama de bloques diseño malla de tierra de parques fotovoltaicos . . . . .	40
4.3. Estudio resistividad de suelo caso de estudio . . . . .	41
4.4. Determinación máxima corriente de falla residual . . . . .	46
4.4.1. Corriente de falla en sistemas de baja tensión . . . . .	47
4.4.2. Corriente de falla en sistema de media tensión . . . . .	48
4.4.3. Corriente de falla en sistema de alta tensión . . . . .	48
4.4.4. Estimación corriente asimétrica máxima de falla residual dispersada por la malla de tierra . . . . .	49
4.5. Dimensionamiento sección conductores de malla de tierra . . . . .	50
4.6. Estimación límites de sollicitación de voltaje . . . . .	52
4.7. Diseño inicial malla de tierra parque fotovoltaico . . . . .	53
4.8. Cálculo resistencia de malla de tierra . . . . .	54
4.8.1. Resistencia malla de tierra principal . . . . .	55
4.8.2. Resistencia malla de tierra centros de conversión . . . . .	56
4.8.3. Resistencia malla de sala eléctrica y sala de control . . . . .	58
4.8.4. Resistencia malla de tierra central térmica . . . . .	59
4.8.5. Resistencia malla de tierra subestación eléctrica Emelda . . . . .	59
4.8.6. Resistencia general parque fotovoltaico Diego de Almagro . . . . .	60
4.9. Corriente dispersada por elementos de puesta a tierra . . . . .	60
4.10. Determinación sollicitaciones de voltaje en la instalación . . . . .	61
4.11. Verificación criterios de seguridad . . . . .	62
4.12. Modificación del diseño inicial . . . . .	62

<b>5. Resultados</b>	<b>63</b>
5.1. Resistividad de suelo caso de estudio . . . . .	63
5.2. Estimación límites de sollicitación de voltaje . . . . .	64
5.2.1. Límites sollicitación de tensión instalaciones parque fotovoltaico . . . . .	64
5.2.2. Límites sollicitación de tensión subestación eléctrica Emelda . . . . .	65
5.2.3. Límites sollicitación de tensión cerco perimetral . . . . .	66
5.3. Resistencia de puesta a tierra . . . . .	67
5.3.1. Malla de tierra principal de media tensión . . . . .	67
5.3.2. Malla de tierra cabinas de conversión de subcampos . . . . .	69
5.3.3. Malla de tierra módulos fotovoltaicos de subcampos . . . . .	69
5.3.4. Malla de tierra sala eléctrica y sala de control . . . . .	70
5.3.5. Malla de tierra central termoeléctrica Emelda . . . . .	71
5.3.6. Puesta a tierra parque fotovoltaico Diego de Almagro . . . . .	72
5.4. Potencial inducido en la superficie del terreno . . . . .	73
5.4.1. Potencial inducido por malla de tierra principal . . . . .	73
5.4.2. Potencial inducido en cabina de conversión de subcampos . . . . .	73
5.4.3. Potencial inducido en subcampos . . . . .	74
5.4.4. Potencial inducido en sala eléctrica y sala de control . . . . .	75
5.4.5. Potencial inducido en central Emelda . . . . .	75
5.5. Sollicitaciones de tensión de contacto . . . . .	76
5.5.1. Tensión en cabina de conversión de subcampos . . . . .	76
5.5.2. Tensión de contacto en subcampos . . . . .	77
5.5.3. Tensión de contacto en sala eléctrica y sala de control . . . . .	78
5.5.4. Tensión de contacto en central termoeléctrica Emelda . . . . .	79
5.5.5. Tensión de contacto en subestación eléctrica Emelda . . . . .	79
5.5.6. Tensión de contacto en cerco perimetral . . . . .	80
5.6. Sollicitaciones de tensión de paso . . . . .	81
5.6.1. Tensión de paso en malla principal de media tensión . . . . .	81
5.6.2. Tensión de paso en subcampos . . . . .	82
5.6.3. Tensión de paso en sala eléctrica y sala de control . . . . .	83
5.6.4. Tensión de paso en central termoeléctrica Emelda . . . . .	83
5.7. Tiempos de ejecución rutinas de código . . . . .	84
<b>6. Análisis</b>	<b>85</b>
6.1. Análisis de Resultados . . . . .	85
6.1.1. Resistividad de suelo caso de estudio . . . . .	85
6.1.2. Estimación límites de sollicitación de voltaje . . . . .	86
6.1.3. Resistencia de puesta a tierra . . . . .	87

6.1.4.	Potencial inducido en la superficie del terreno . . . . .	88
6.1.5.	Solicitaciones de tensión de contacto . . . . .	89
6.1.6.	Solicitaciones de tensión de paso . . . . .	91
6.1.7.	Tiempos de ejecución rutinas de código implementadas en Matlab . .	92
6.2.	Análisis de Sensibilidad . . . . .	92
6.2.1.	Malla de tierra sin elementos auxiliares de parque fotovoltaico . . . .	92
6.2.2.	Puesta a tierra de parque fotovoltaico sin malla de interconexión . . .	94
6.2.3.	Puesta tierra de parque fotovoltaico independiente de malla de subes- tación eléctrica . . . . .	96
6.2.4.	Lazo en puesta a tierra de subcampos para mejorar solicitaciones de tensión . . . . .	98
6.3.	Análisis Económico . . . . .	99
6.3.1.	Diseño y análisis malla de tierra reticulada en subcampos . . . . .	100
6.3.2.	Costo de inversión mallas de tierra . . . . .	109
6.3.3.	Comparación económica . . . . .	112
<b>7.</b>	<b>Conclusión</b>	<b>114</b>
7.1.	Conclusiones generales . . . . .	114
7.2.	Conclusiones metodología aplicada . . . . .	115
7.3.	Conclusiones programa implementado . . . . .	116
7.4.	Conclusiones análisis de sensibilidad . . . . .	117
7.5.	Conclusión final . . . . .	118
<b>8.</b>	<b>Bibliografía</b>	<b>119</b>
<b>A.</b>	<b>Anexo: Descripción del Programa Implementado</b>	<b>124</b>
A.1.	Módulo cálculo de resistencia y corrientes dispersadas por elementos . . . . .	124
A.1.1.	Métodos de cálculo . . . . .	124
A.1.2.	Diagrama de bloques . . . . .	127
A.1.3.	Revisión de resultados . . . . .	128
A.2.	Módulo cálculo de potencial inducido en la superficie . . . . .	129
A.2.1.	Métodos de cálculo . . . . .	129
A.2.2.	Diagrama de bloques . . . . .	129
A.2.3.	Revisión de resultados . . . . .	131
A.3.	Módulo cálculo solicitaciones de contacto . . . . .	132
A.3.1.	Métodos de cálculo . . . . .	132
A.3.2.	Diagrama de bloques . . . . .	132
A.3.3.	Revisión de resultados . . . . .	133

A.4.	Módulo cálculo solicitudes de paso . . . . .	134
A.4.1.	Métodos de cálculo . . . . .	134
A.4.2.	Diagrama de bloques . . . . .	134
A.4.3.	Revisión de resultados . . . . .	135
<b>B.</b>	<b>Anexo: Comparación de Resultados con Software Comercial</b>	<b>136</b>
<b>C.</b>	<b>Anexo: Principales Códigos Programados en Matlab</b>	<b>140</b>
C.1.	Resistividad caso de estudio . . . . .	140
C.2.	Método de reducción de estratos propuesto por Yakobs . . . . .	141
C.3.	Cálculo de resistencia de puesta a tierra de sub-mallas . . . . .	141
C.4.	Cálculo general resistencia de puesta a tierra . . . . .	142
C.5.	Cálculo de potencial inducido en el terreno . . . . .	143
C.6.	Determinación de zonas de posible contacto . . . . .	144
C.7.	Cálculo de sollicitación de tensión de paso . . . . .	145

## Índice de tablas

2.1.	Valores típicos de resistividad para diferentes tipos de suelos [1]. . . . .	14
2.2.	Secciones nominales para conductores de puesta a tierra de servicio [2]. . . . .	18
2.3.	Parámetros fórmula de Sverak [3], para algunos materiales conductores según [4]. . . . .	19
5.1.	Resultados resistividad de suelo, caso de estudio. . . . .	64
5.2.	Reducción según Yakobs de un sistema de $n = 4$ estratos a uno equivalente de 2 estratos, $S = 65$ [ha], $b = 1$ [m], según ecuaciones (2.11) - (2.18). . . . .	65
5.3.	Reducción según Yakobs de un sistema de $n = 4$ estratos a uno equivalente de 2 estratos, $S = 0,28$ [ha], $b = 0,6$ [m], según ecuaciones (2.11) - (2.18). . . . .	66
5.4.	Reducción según Yakobs de un sistema de $n = 4$ estratos a uno equivalente de 2 estratos, $S = 100$ [ha], $b = 1$ [m], según ecuaciones (2.11) - (2.18). . . . .	67
5.5.	Resistencia de bloques puesta a tierra principal de media tensión. . . . .	68
5.6.	Resistencia puesta a tierra de subcampos. . . . .	70
5.7.	Especificaciones técnicas computador utilizado. . . . .	84
5.8.	Tiempo de ejecución rutinas de código implementadas en Matlab, versión R2017b. . . . .	84
6.1.	Resistencia y área de mallas reticuladas de subcampos, parque fotovoltaico Diego de Almagro. . . . .	104
6.2.	Parámetros utilizados en función de costo malla de tierra. . . . .	110
6.3.	Costo de inversión mallas de tierras, parque fotovoltaico Diego de Almagro. . . . .	111

B.1. Cuadro comparativo entre resistencias de subcampos estimadas en XGSLab y calculadas por programa implementado. . . . .	137
---	-----

## Índice de ilustraciones

2.1. Solicitaciones típicas de voltaje en una instalación eléctrica [4]. . . . .	10
2.2. Modelo de un terreno estratificado [5]. . . . .	14
3.1. Vista satelital ubicación planta fotovoltaica Diego de Almagro. . . . .	32
3.2. Diagrama unilineal simplificado, parque fotovoltaico Diego de Almagro [6]. .	33
3.3. Plano de disposición general, parque fotovoltaico Diego de Almagro [7]. . . .	34
3.4. Esquema sistema de puesta a tierra central Emelda [8]. . . . .	35
3.5. Vista de corte, zanja de baja tensión de 3 ductos. . . . .	36
3.6. Vista de corte, zanja de media tensión de 3 ternas. . . . .	37
3.7. Estructuras de soporte de módulos solares, parque fotovoltaico Diego de Almagro. . . . .	37
4.1. Diagrama de bloques, diseño de mallas de tierra de parques fotovoltaicos. . .	40
4.2. Configuración de Schlumberger. . . . .	41
4.3. Zonas de sondeo eléctrico vertical parque fotovoltaico Diego de Almagro. . .	42
4.4. Esquema diseño inicial malla de tierra parque fotovoltaico Diego de Almagro.	54
4.5. Plano trazado canalizaciones media tensión, parque fotovoltaico Diego de Almagro. . . . .	56
4.6. Reducción malla de tierra centro de conversión subcampo SF 1.1. . . . .	57
5.1. Interpretación computacional: resistividad de suelo, configuración de Schlumberger. . . . .	63
5.2. Diseño final malla de tierra principal de media tensión. . . . .	68
5.3. Diseño final malla de tierra cabinas de conversión de subcampos. . . . .	69
5.4. Diseño final malla de tierra centro de conversión subcampo SF 1.2. . . . .	70
5.5. Diseño final malla de tierra sala eléctrica y sala de control. . . . .	71
5.6. Diseño malla de tierra central termoeléctrica y subestación Emelda. . . . .	71
5.7. Diseño final malla de tierra parque fotovoltaico Diego de Almagro. . . . .	72
5.8. Potencial superficial inducido por malla de tierra principal. . . . .	73
5.9. Potencial superficial inducido por malla de tierra de cabina de conversión de subcampos. . . . .	74
5.10. Potencial superficial inducido en subcampo SF 1.6. . . . .	74
5.11. Potencial superficial inducido en sala eléctrica y sala de control. . . . .	75
5.12. Potencial superficial inducido en central termoeléctrica Emelda. . . . .	75
5.13. Potencial superficial inducido en subestación eléctrica Emelda. . . . .	76

5.14. Solicitación tensión de contacto en cabinas de conversión de subcampos. . . . .	77
5.15. Solicitación tensión de contacto en subcampos, parque fotovoltaico. . . . .	77
5.16. Solicitación tensión de contacto en subcampo SF 1.7. . . . .	78
5.17. Solicitación tensión de contacto en sala eléctrica y sala de control. . . . .	78
5.18. Solicitación tensión de contacto en central termoeléctrica Emelda. . . . .	79
5.19. Solicitación tensión de contacto en subestación eléctrica Emelda. . . . .	80
5.20. Solicitación tensión de contacto en cerco perimetral de parque fotovoltaico. . . . .	80
5.21. Solicitación tensión de paso en malla principal de media tensión. . . . .	81
5.22. Solicitación tensión de paso en subcampos, parque fotovoltaico. . . . .	82
5.23. Solicitación tensión de paso en subcampo SF 1.3. . . . .	82
5.24. Solicitación tensión de paso en sala eléctrica y de control. . . . .	83
5.25. Solicitación tensión de paso en central termoeléctrica Emelda. . . . .	83
6.1. Diseño de puesta a tierra de parque fotovoltaico sin elementos auxiliares. . . . .	93
6.2. Solicitación tensión de contacto en subestación eléctrica Emelda. . . . .	93
6.3. Diseño de puesta a tierra de parque fotovoltaico sin malla de interconexión. . . . .	94
6.4. Solicitación tensión de contacto en central termoeléctrica Emelda. . . . .	95
6.5. Solicitación tensión de contacto en subestación eléctrica Emelda. . . . .	96
6.6. Circuito equivalente de falla residual entre dos mallas de tierra separadas. . . . .	97
6.7. Malla de tierra de subcampo SF 1.7, con lazo en perímetro de puesta a tierra. . . . .	98
6.8. Solicitación tensión de contacto en subcampo SF 1.7. . . . .	99
6.9. Simplificación geometría de subcampos por cuadrados de área equivalente. . . . .	101
6.10. Diseño final malla de tierra parque fotovoltaico Diego de Almagro. . . . .	104
6.11. Solicitaciones tensión de paso y contacto en subcampos, parque fotovoltaico Diego de Almagro. . . . .	109
6.12. Comparación económica entre dos tipos de mallas de tierra de parques foto- voltaicos. . . . .	112
A.1. Ilustración método aproximado cálculo de resistencia mutua. . . . .	125
A.2. Diagrama de bloques, módulo cálculo de resistencia de puesta a tierra y co- rrientes dispersadas por elementos. . . . .	128
A.3. Revisión módulo cálculo de resistencia de puesta a tierra y corrientes disper- sadas por elementos. . . . .	129
A.4. Diagrama de bloques, módulo cálculo de potencial inducido en la superficie por la malla de tierra. . . . .	130
A.5. Revisión módulo cálculo de potencial inducido en la superficie por la malla de tierra. . . . .	131
A.6. Diagrama de bloques, módulo cálculo de solicitudes de contacto en instala- ción eléctrica. . . . .	133

A.7. Diagrama de bloques, módulo cálculo de solicitaciones de paso en instalación eléctrica. . . . .	134
A.8. Revisión módulo cálculo de solicitaciones de paso en instalación eléctrica. . .	135
B.1. Diseño de malla de tierra de subcampo SF 1.9, ingresado en software XGSLab.	136
B.2. Simulación realizada en XGSLab de solicitaciones de tensión de contacto en subcampo SF 1.9. . . . .	138
B.3. Simulación realizada en XGSLab de solicitaciones de tensión de paso en subcampo SF 1.9. . . . .	139



# 1. Introducción

## 1.1. Motivación

El Gobierno de Chile, en Junio del año 2019, anuncia la meta del retiro total del parque de centrales a carbón antes de 2040, dado que los avances tecnológicos hacen posible sustituir gradualmente las centrales a carbón, con otras que son renovables y competitivas [9]. A finales del mismo año, en el marco de la COP25, Chile junto a nueve países de América Latina y el Caribe firman un acuerdo que busca aumentar la participación de las energías renovables hasta un 70% en la matriz energética de la región al año 2030 [10]. Ambas iniciativas plantean un gran desafío tecno-económico y entre las alternativas de energías renovables disponibles en el país, se destaca la generación fotovoltaica debido a que presenta bajos costos de inversión y bajos tiempos de instalación en comparación con el resto de tecnologías de generación renovable [11].

La matriz energética de Chile al mes de marzo del año 2021 posee una capacidad instalada de 26.367,1 [MW] con una participación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) de un 27,8%, donde la generación solar fotovoltaica presenta una capacidad instalada de 2.985 [MW] con 223 centrales operativas [12]. La superficie que abarca una malla de tierra, por lo general, corresponde al área que cubren los paneles fotovoltaicos [13], por ello, en el caso de la planta fotovoltaica Ñilhue de 1,1 [MW] ubicada en la región de Valparaíso, la malla de tierra presentaría una extensión de 2 [ha] y en el caso del parque fotovoltaico Amanecer Solar de 100 [MW] (ex Llano de Llampos) ubicado en la región de Atacama, se estimaría que la malla de tierra cubra una extensión de 250 [ha].

Según el Decreto Supremo 244, se denominan como medios de generación no convencional (MGNC) aquellos medios cuyos excedentes suministrados al sistema sean inferior a 20 [MW]. La agencia internacional de la energía (IEA, por sus siglas en inglés) introduce tres categorías para las plantas fotovoltaicas [14], aquellas cuya capacidad nominal se encuentra entre 250 [kW] y 1 [MW] se denominan sistemas fotovoltaicos de pequeña escala (SS-PVPP, por sus siglas en inglés); en cambio, aquellas cuya capacidad nominal se encuentra entre 1 [MW] y 100 [MW] se denominan sistemas fotovoltaicos de gran escala (LS-PVPP, por sus siglas en inglés); y aquellas cuya capacidad nominal sea superior a 100 [MW], se denominan sistemas fotovoltaicos de escala mayor (VLS-PVPP, por sus siglas en inglés); de acuerdo a las categorías presentadas, en Chile al mes de marzo del año 2021 existen 195 MGNC, 209 LS-PVPP y 8 VLS-PVPP.

La malla de tierra convencional, consiste en un reticulado de conductores interconectados enterrados a una cierta profundidad en el terreno, su objetivo es reducir al mínimo los riesgos eléctricos para la seguridad de las personas [5]. El método de instalación y conexión de la malla depende del tipo de sistema de electrodo que se usará y de las condiciones del terreno. En proyectos fotovoltaicos de grandes dimensiones (superior a 50 hectáreas), los movimientos de tierra para el tendido de la malla pueden ocasionar interferencia con obras civiles y provocar, por tanto, dificultades técnicas de costo y tiempo.

Los sistemas de puesta a tierra que se comercializan en Chile se rigen por la norma NCh. 4/2003 [2], que establece las condiciones mínimas de seguridad que deben cumplir las instalaciones eléctricas de consumo en baja tensión, así como también, el reglamento de seguridad de las instalaciones eléctricas (Decreto 109) [15], que aborda a las instalaciones de corrientes fuertes. Entre los estándares internacionales se encuentra la norma ANSI / IEEE standard 80-2013 [4], que proporciona un procedimiento para el diseño de sistemas de puesta a tierra de subestaciones eléctricas, y establece los límites de seguridad de las diferencias de potencial, que se pueden originar bajo condiciones de falla entre puntos en contacto por el cuerpo humano. Además desarrolla métodos analíticos para la comprensión y solución de gradientes típicos de voltaje.

## **1.2. Objetivo General**

Desarrollar una metodología para el diseño de mallas de tierra en parques fotovoltaicos de grandes dimensiones, que permita obtener un diseño eficiente y rentable, cumpliendo con la normativa vigente. Para ello, se propone utilizar las canalizaciones de los cableados y los pernos de acero de las estructuras de los módulos fotovoltaicos, con el fin de reducir los costos de materiales y movimientos de tierra en su construcción.

### **1.2.1. Objetivos Específicos**

- Desarrollar un modelo específico que permita diseñar y analizar malla de tierras de grandes dimensiones.
- Determinar las solicitaciones de voltaje que pueden aparecer en una instalación y obtener la resistencia de una puesta a tierra.
- Realizar un análisis de sensibilidad, y proponer técnicas de diseño para conseguir que una malla de tierra cumpla con los requisitos de seguridad establecidos.
- Valorar de forma económica una puesta a tierra.

### 1.3. Alcances

En este trabajo se propone una metodología para el diseño mallas de tierras de proyectos fotovoltaicos de grandes dimensiones con una extensión de terreno superior a 50 hectáreas, con el fin de obtener una malla de tierra que reduzca la cantidad de conductores y los movimientos de tierra, en comparación con mallas de tierras convencionales.

La metodología se aplicará tomando como base los estudios de puesta a tierra y los planos civiles del parque fotovoltaico Diego de Almagro, ubicado en la región de Atacama, el cual cubre una extensión de 100 [ha] y presenta una capacidad instalada de 36 [MW]. Se emplearán diversos métodos analíticos para el diseño de mallas de tierras de grandes dimensiones, que permitirán validar la eficiencia de los sistemas de puesta a tierra, según la normativa vigente.

Se efectuará una comparación económica entre los costos de inversión de la malla de tierra construida del proyecto, una malla de tierra diseñada según la metodología propuesta en la memoria, y una malla de tierra diseñada según el procedimiento descrito en el estándar IEEE 80-2013. De esta forma, se espera analizar las ventajas y desventajas de cada puesta a tierra.

### 1.4. Estructura de la memoria

**Marco Teórico:** Se explican los fundamentos básicos para el análisis y diseño de mallas de tierra, considerando aspectos tanto técnicos como de seguridad.

**Antecedentes Caso de Estudio:** Se presentan las principales características del parque fotovoltaico Diego de Almagro, que se utilizan en el diseño de la puesta a tierra del parque.

**Metodología:** Se especifica el procedimiento para llevar a cabo el diseño de mallas de tierra de parques fotovoltaicos de grandes dimensiones. Se indican las suposiciones y expresiones matemáticas empleadas para analizar las características de una puesta a tierra.

**Resultados:** Se expone el diseño final de la malla de tierra, la resistencia de la puesta a tierra, las tensiones inducidas en el terreno, y las solicitaciones de tensión que puedan originarse frente a una falla asimétrica en las instalaciones del parque fotovoltaico.

**Análisis:** Se evalúa la metodología adoptada, y se realiza un análisis de sensibilidad

sobre el diseño final de malla de tierra. Además se efectúa una comparación tecno-económica entre el diseño final, una malla de tierra diseñada según el procedimiento descrito en el estándar IEEE 80-2013, y la malla de tierra del proyecto.

**Conclusión:** Se extraen las principales conclusiones del trabajo y se realizan recomendaciones para el diseño de mallas de tierra de parques fotovoltaicos de grandes dimensiones.

**Anexo A. Descripción del Programa Implementado:** Se presentan los módulos de programación implementados para el diseño y análisis de mallas de tierras de parque fotovoltaicos de grandes dimensiones. Además se efectúa una comparación de los resultados calculados, con algún ejemplo conocido, a fin de revisar, la correcta implementación de los módulos.

**Anexo B. Comparación de Resultados con Software Comercial:** A fin de determinar la validez de los resultados presentados, se realizan algunas simulaciones del caso de estudio con el software XGSLab (versión 9.6.4.1), y se comparan los resultados obtenidos.

**Anexo C. Principales Códigos Programados en Matlab:** Se presentan las principales rutinas de códigos empleadas para el diseño y análisis de la malla de tierra del caso de estudio.

## 2. Marco Teórico

### 2.1. Definiciones

#### 2.1.1. Puesta a tierra

Según el estándar IEEE 80-2013, una puesta a tierra se define como: “Una conexión conductora, intencional o accidental, por medio de la cual un circuito o equipo eléctrico es conectado a la tierra o a algún cuerpo conductor de extensión relativamente grande que cumple la función de la tierra” [4].

Los objetivos al realizar una puesta a tierra son múltiples. El objetivo primordial es garantizar la seguridad de las personas que laboran en una instalación. Otro objetivo, definido en términos generales, es asegurar el comportamiento técnicamente adecuado de un sistema eléctrico. En algunas ocasiones, deberá cumplirse solo con el primer requerimiento; en otras, ambos objetivos conjuntamente determinarán las características y su dimensionamiento [5].

Para asegurar el comportamiento técnicamente adecuado de un sistema eléctrico, una puesta a tierra debe desempeñar diversas funciones, según la referencia [5] se destacan tres principales: contribuir a reducir los valores de sobre-voltaje que pueden aparecer en condiciones anormales de operación en los sistemas de transmisión; proporcionar una vía de baja resistencia (impedancia) para lograr la correcta operación de los elementos de protección de las líneas de los sistemas de transmisión; y conducir en forma eficiente hacia a tierra, tanto las descargas eléctricas producto de fallas residuales, como las descargas atmosféricas, que pudieran presentarse en la instalación.

La puesta a tierra que tiene como objetivo principal reducir al mínimo los riesgos a la seguridad de las personas, se denomina tierra de protección (*equipment earthing*, en inglés). De acuerdo a esta definición, a ella se conectan los elementos metálicos expuestos de una instalación, es decir, aquellos elementos conductores, normalmente sin tensión, pero que eventualmente pueden adquirir un potencial con respecto a puntos del terreno, o con respecto a otros objetos metálicos expuestos al producirse una falla en la instalación [5].

Por otro lado, la puesta a tierra que tiene como objetivo ser un punto de unión a tierra de partes “activas” de un sistema de transmisión (neutros de transformadores de poder y medición, entre otros), se denomina puesta a tierra de servicio (*system earthing*, en inglés) [5].

### **2.1.2. Malla de tierra**

Es una puesta a tierra común a todos los elementos metálicos y circuitos de una instalación, tiene como objetivo mantener una condición de equipotencialidad en todos los elementos metálicos externos unidos a ella, o en el caso de una instalación de potencia, controlar las solicitaciones de voltaje a las que puedan quedar sometidas las personas, en el interior y contorno del área abarcada por ella [5]. Generalmente consiste en un reticulado de conductores interconectados y enterrados a cierta profundidad en el terreno. La malla de tierra puede estar unida con otras puestas a tierra, mallas de tierra o electrodos auxiliares de puesta a tierra, para mejorar sus características y la del conjunto.

### **2.1.3. Resistividad**

La resistividad o resistencia específica de un material, se define como la resistencia al paso de una corriente continua entre las caras paralelas opuestas de una porción de material equivalente a un cubo de longitud y sección uniforme. De acuerdo al sistema internacional de unidades (SI), la resistividad  $\rho$  se expresa en  $[\Omega \cdot \text{m}^2/\text{m}]$ , que es equivalente a  $[\Omega \cdot \text{m}]$  [5, 16].

La definición de resistividad se especifica para corriente continua, sin embargo, en la práctica para la medición en sitio o en muestras en laboratorio, se utiliza normalmente corriente alterna o corriente continua conmutada, con el fin de evitar problemas por polarización de los electrodos de medición [5]. La medición con corriente alterna hasta unos 100 [Hz], no implica normalmente errores importantes en los valores obtenidos, por causa de efectos capacitivos, o inductivos entre los circuitos de medición de campo [5].

## **2.2. Seguridad de las personas en instalaciones eléctricas**

En condiciones normales de operación de una instalación conectada a tierra, circulan corrientes por el terreno de pequeña magnitud, estas se pueden originar por desequilibrios de las corrientes de fases; o por la presencia de la 3° armónica en los transformadores con neutro conectado a tierra; o por acoplamientos electromagnéticos y electrostáticos desequilibrados entre los cables de guarda de tierra, y los conductores de fase de la misma línea o de otras líneas que llegan a la instalación [5].

Estas corrientes que circulan hacia el terreno, dan origen a pequeñas elevaciones del potencial de la puesta a tierra con respecto a la tierra remota, que pueden alcanzar valores de algunos voltios. Estas elevaciones de potencial no significan riesgo para las personas que laboran o transitan en la instalación [5]. Sin embargo, si ocurre una falla por contacto a

tierra de una o dos fases en una instalación, las corrientes residuales de valores altos que circulan hacia la tierra remota, pueden producir elevaciones importantes del potencial de la puesta a tierra que eventualmente afecten a las personas ubicadas dentro o en los contornos de la zona protegida por la puesta a tierra [5].

El valor de la elevación del potencial de una puesta a tierra, y de las consecuentes diferencias de potencial proporcionales que se producen al ocurrir una falla residual, está determinado por dos parámetros: la magnitud de la corriente residual dispersada y el valor de la resistencia de puesta a tierra [5]. La primera de ellas es, en la mayoría de los casos incontrolable y dependiente de la magnitud del sistema de generación o transmisión. El segundo parámetro, se varía comúnmente dentro de límites establecidos por razones económicas y prácticas, con el fin de limitar las diferencias de potencial a valores que no sobrepasen los considerados como tolerables por el ser humano.

### **2.2.1. Efectos de la corriente en el ser humano**

El riesgo mayor de la electricidad en las personas, reside en la acción de la corriente eléctrica en las funciones vitales del organismo humano: respiración y circulación sanguínea. Además, pueden presentarse quemaduras por el paso de la corriente a través del cuerpo [5].

Por un lado, el umbral de percepción es el mínimo valor de corriente que es percibido por el ser humano. Según la referencia [17] un valor medio para corrientes industriales de 50 [Hz], corresponde aproximadamente a 1,1 [mA] para personas de sexo masculino y 0,7 para personas de sexo femenino. Por otro lado, el límite de contracción muscular es el mínimo valor de corriente para el cual se hace difícil o imposible soltar de las manos el objeto con voltaje que ocasiona la circulación de corriente por el cuerpo humano. Experiencias realizadas en humanos han determinado valores medios del límite de contracción muscular de 16 [mA] para el sexo masculino y de 10,5 [mA] para el sexo femenino [17].

Valores de corriente superiores al límite de contracción muscular del orden de 20 [mA] a 30 [mA], pueden provocar un paro respiratorio que conduce a asfixia con pérdida de conocimiento y eventualmente la muerte, a menos que el sujeto sea liberado de la corriente y se le proporcione ayuda médica (respiración artificial) en un tiempo no superior de 3 a 4 minutos [18]. La situación es diferente cuando el paro circulatorio se debe a lo que se define como fibrilación ventricular, donde la corriente puede afectar a los ventrículos del corazón y ocasionar un funcionamiento irregular y descoordinado de ellos, que conduce a un paro de la circulación, con consecuencias de daño cerebral y muerte.

El valor límite de corriente que no alcanza a producir fibrilación ventricular ha sido motivo de numerosas investigaciones indirectas en diferentes especies de animales. Dalziel y Lee [18], mediante experimentos realizados en animales de peso comparable al del hombre, establecen un límite tolerable para corrientes industriales que no produce fibrilación ventricular en las personas con una probabilidad de un 99,5%, en función del peso de individuo y del tiempo de exposición a la corriente, de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$I_{fv} = \frac{K}{\sqrt{t}} \Bigg|_{t=8,3 \text{ mseg}}^{t=5 \text{ seg}} \quad [\text{A}]_{\text{rms}} \quad (2.1)$$

Donde  $K$  es una constante empírica relacionada con la energía absorbida en la exposición a la corriente, cuyo valor para personas de un peso de 50 [kg] (condición pesimista) corresponde a 0,116, y para personas de 70 [kg] corresponde a 0,157 [18]. Según el estudio de la referencia [18] se ha logrado detectar una cierta proporcionalidad entre la corriente umbral de fibrilación y el peso corporal de las personas, sobre esta base, es posible estimar el umbral de corriente para un ser humano adulto entre 70 y 100 [mA]. No obstante el problema es mucho más complejo dado que este umbral depende de las condiciones fisiológicas del individuo y de los parámetros físicos del accidente.

### 2.2.2. Impedancia del ser humano y resistencias de contacto

La evidencia experimental señala que la respuesta del trayecto de la corriente por el cuerpo es del tipo impedancia eléctrica [17]. Por ello, las diferentes partes del cuerpo humano, tales como la piel, los músculos o la sangre, presentan para la corriente eléctrica una impedancia compuesta por elementos resistivos y capacitivos. Según el estudio [17] para frecuencias industriales de 50 a 60 [Hz], solo prevalece el efecto resistivo, mientras que para altas frecuencias del orden de 1 [kHz], intervienen efectos capacitivos.

La resistencia del cuerpo humano comprende la resistencia de la piel y la del cuerpo propiamente tal. Es difícil establecer un valor único para la resistencia del cuerpo humano, dado que a parte de las características fisiológicas de cada persona, varía significativamente según el área y presión de contacto, como de las condiciones de temperatura y humedad [17]. Minimizando el efecto de las resistencias de la piel y de contacto, Dalziel [17] según resultados experimentales sugiere un valor mínimo de 500 [ $\Omega$ ] y un valor máximo de 1.500 [ $\Omega$ ] para la resistencia interna del cuerpo frente a corrientes industriales.

Sin embargo, considerando que en el cálculo de las tensiones tolerables se desprecian



varios factores atenuantes y que existe una baja probabilidad de que ocurran simultáneamente todas las situaciones adversas [5], el estándar IEEE 80-2013 [4] sugiere un valor de 1.000  $[\Omega]$  para la resistencia del cuerpo humano.

$$R_h = 1.000 \quad [\Omega] \quad (2.2)$$

La resistencia de contacto entre una mano y un conductor habitualmente se desprecia y se considera nula, mientras que la resistencia de contacto entre un pie y el terreno, se determina en función de la resistividad equivalente del terreno  $[\Omega \cdot \text{m}]$ . El estándar IEEE 80-2013 [4] incorpora un factor de corrección  $c_s$ , para modificar la resistencia de contacto cuando existe una delgada capa superficial de alta resistividad  $\rho_s$   $[\Omega \cdot \text{m}]$  y espesor  $h_s$   $[\text{m}]$ , de esta forma, la resistencia de contacto entre un pie y el terreno está dada por:

$$R_p = \frac{\rho_s}{0,32} \cdot c_s \quad [\Omega] \quad (2.3)$$

Según el estándar IEEE 80-2013 el valor de  $c_s$  depende del espesor de la capa  $h_s$ , y de la razón entre la resistividad del suelo y la resistividad de la capa superficial  $\rho/\rho_s$ , de esta forma el factor de corrección de la resistencia de contacto entre un pie y el terreno, está dado por [4] [19]:

$$c_s = 1 - 0,09 \cdot \left( \frac{1 - \rho/\rho_s}{2h_s + 0,09} \right) \quad (2.4)$$

### 2.2.3. Voltajes tolerables por el cuerpo humano

Con el propósito de estimar los posibles peligros de la electricidad, es necesario determinar las diferencias de potencial a las que puedan quedar sometidas las personas. Los voltajes tolerables se pueden determinar sobre la base de los circuitos equivalentes de la Fig. (2.1). En estos circuitos,  $R_g$  es la resistencia de puesta a tierra,  $R_m$  es la resistencia mutua entre la puesta a tierra y el punto del terreno en contacto con ambos pies, y  $R_h$  es la resistencia del cuerpo humano.

Lo normal es que la resistencia de contacto entre un pie y el terreno  $R_p$ , sea mucho mayor que la resistencia de puesta a tierra  $R_g$ , y también mucho mayor que la resistencia mutua  $R_m$  [5]. Por tanto, para una diferencia de potencial  $V_{\text{mp}}$  entre una mano y ambos pies,

la resistencia total del circuito equivalente de Thévenin, es igual a la resistencia del cuerpo más la resistencia de ambos pies en paralelo [4].

$$R_{mp} = R_h + \frac{R_p}{2} \quad [\Omega] \quad (2.5)$$

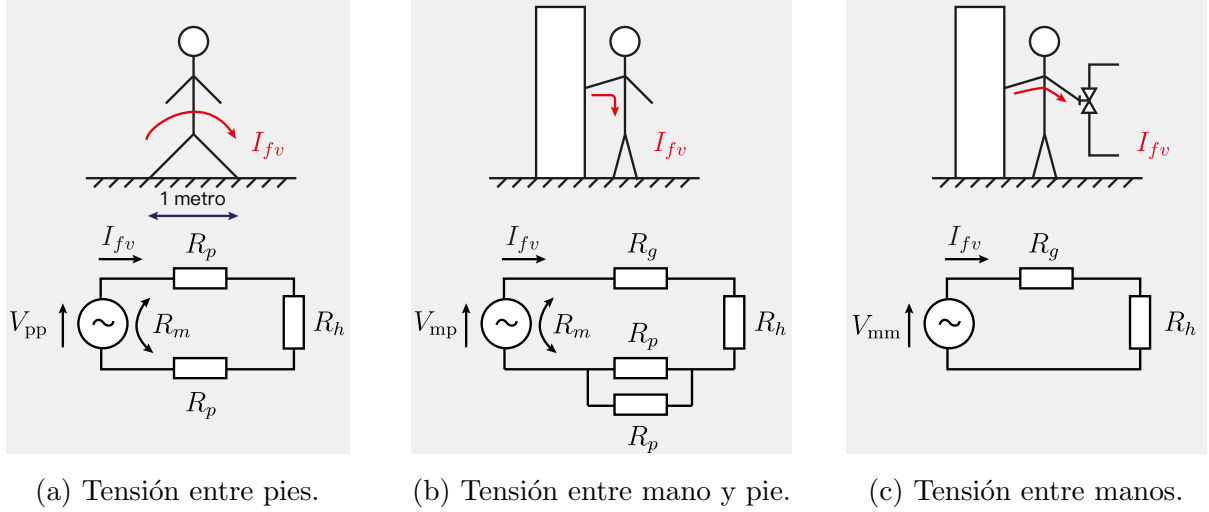


Fig. 2.1: Solicitaciones típicas de voltaje en una instalación eléctrica [4].

De la misma forma, para una diferencia de potencia entre pies  $V_{pp}$ , la resistencia total del circuito equivalente de Thévenin, es igual a la resistencia del cuerpo más las resistencias en serie de contacto de cada pie con el terreno [4].

$$R_{pp} = R_h + 2 \cdot R_p \quad [\Omega] \quad (2.6)$$

En el caso de una diferencia de potencia entre manos  $V_{mm}$ , la resistencia que limita la circulación de la corriente, es principalmente la del cuerpo, ya que esta resistencia es mucho mayor que la resistencia de la puesta a tierra [4].

$$R_{mm} = R_h = 1.000 \quad [\Omega] \quad (2.7)$$

Sobre la base de la ecuación (2.1) y las resistencias de Thévenin para cada sollicitación de voltaje típica, se obtienen las expresiones para los voltajes tolerables de una persona con un peso de 50 [kg] (caso conservador).

- Voltaje tolerable entre mano y pies [4].

$$V_{mp,tol} = \frac{0,116}{\sqrt{t}} \cdot \left(1.000 + \frac{R_p}{2}\right) = \frac{116 + 0,1813 \cdot \rho_s \cdot c_s}{\sqrt{t}} \quad [V]_{rms} \quad (2.8)$$

- Voltaje tolerable entre pies [4].

$$V_{pp,tol} = \frac{0,116}{\sqrt{t}} \cdot (1.000 + 2 \cdot R_p) = \frac{116 + 0,725 \cdot \rho_s \cdot c_s}{\sqrt{t}} \quad [V]_{rms} \quad (2.9)$$

- Voltaje tolerable entre manos [4].

$$V_{mm,tol} = \frac{0,116}{\sqrt{t}} \cdot (1.000) = \frac{116}{\sqrt{t}} \quad [V]_{rms} \quad (2.10)$$

Las expresiones anteriores, establecen los máximos voltajes que puede tolerar una persona sin que se vea afectada a fibrilación ventricular, con un 99,5% de probabilidad, para cada una de las solicitaciones típicas de tensión. Por tanto, la malla de tierra debe dimensionarse de modo que estos valores tolerables no sean excedidos en ninguna circunstancia [5].

#### 2.2.4. Solicitaciones de voltaje para las personas en una instalación eléctrica

Una persona que está ubicada en el interior o contornos de una instalación eléctrica, puede estar sometida a diferentes tipos de solicitaciones de voltaje. En una puesta a tierra, las solicitaciones de voltaje máximas posibles, deberán ser inferiores a los valores tolerables [5].

Al ocurrir un cortocircuito residual en una instalación, la corriente dispersada por la puesta a tierra hacia el terreno establece un campo de potencial variable de un punto a otro. Así, si una persona tiene apoyado uno de sus pies en un determinado punto del terreno y su otro pie en un punto distante del anterior, queda sometida a una diferencia de potencial o voltaje entre pies. La máxima diferencia de potencial que puede aparecer entre los pies de una persona, se denomina voltaje de paso  $V_{paso}$ , el cual por lo general, se presenta en el contorno exterior inmediato de la esquina de una puesta a tierra [5].

Todos los elementos metálicos expuestos en una instalación, se conectan normalmente a una puesta a tierra común. Por tanto, frente a una falla residual, estos elementos adquieren

un potencial cercano al de la puesta a tierra. Si una persona toca con su mano un elemento metálico de la instalación, quedará sometida a una solicitud de voltaje entre mano y pies.

A la máxima diferencia de potencial que puede aparecer entre mano y pies en una instalación eléctrica, se denomina voltaje de contacto  $V_{\text{cont}}$ , el cual por lo general, se presenta entre el punto de la superficie del terreno que posee el valor mínimo de potencial. En la medida que los potenciales sobre el terreno posean valores similares a los posibles de la puesta a tierra, las solicitudes de voltaje entre mano y pies, serán menores [5].

Todos los elementos metálicos expuestos de una instalación eléctrica se conectan normalmente a una misma puesta a tierra, y tienen por tanto, aproximadamente el mismo potencial. Por tal motivo, el riesgo de una solicitud de voltaje en el interior de la instalación es reducido. Finalmente, cabe recalcar que el principal objetivo de una puesta a tierra es proporcionar seguridad a las personas que laboran o transitan en una instalación. Por tanto, se deben emplear las medidas necesarias para reducir los riesgos eléctricos que excedan los límites tolerables por el cuerpo humano, independiente de sus costos, pero adoptando la solución más económica posible [5].

## **2.3. Principales factores para el diseño de una puesta a tierra**

### **2.3.1. Corriente residual dispersada**

En condiciones normales de operación de un sistema eléctrico, las corrientes que circulan en las fases de las líneas de transmisión, son aproximadamente equilibradas y desfasadas entre sí  $120^\circ$ . De este modo, una falla que compromete a las tres fases (falla trifásica), provoca que las fases se anulan casi completamente entre sí, y por tanto, las corrientes que circulan por el terreno y que retornan al circuito a través de los neutros de los transformadores conectados a tierra tengan valores muy pequeños [5].

Sin embargo, si la falla compromete a una o dos fases y a la tierra, la situación no es equilibrada y las corrientes de falla en las fases no se anulan entre sí; de esta forma, se produce una corriente residual ( $I_r$ ), que retorna a los neutros de los transformadores, en parte por el terreno mismo (tierra remota), y en otra parte a través de los cables de guarda o cables de tierra, si existen [5].

Para determinar las características requeridas de una puesta a tierra, en particular en lo referente a las solicitudes de voltaje que pueden aparecer en una instalación, es necesario conocer la magnitud de la corriente  $I_d$ , que es efectivamente dispersada por la puesta a tierra

hacia el terreno, formando parte del circuito de retorno de la corriente de falla residual. En algunos casos, dependiendo de la configuración del sistema de transmisión, de las conexiones de los transformadores de las sub-estaciones, de la presencia de cables aéreos de tierra; la corriente dispersada  $I_d$  coincide con la corriente residual total de falla  $I_r$ ; en otros casos, la corriente dispersada  $I_d$ , es solo una fracción de la corriente residual  $I_r$  [5].

### 2.3.2. Tiempo de duración de la falla residual

El tiempo durante el cual una persona puede quedar eventualmente sometida a una sollicitación eléctrica en una instalación eléctrica, es el tiempo en el que perdura la condición anormal o de falla provocada por la circulación de corrientes residuales en el terreno. Este tiempo de duración de falla depende en gran medida del tiempo de actuación de las protecciones de los componente del sistema de generación o transmisión. En cierto casos, debe considerarse el tiempo de operación de los interruptores encargados de despejar la falla, y en otro pocos frecuente, el tiempo de retardo de los circuitos de control.

Las fallas en líneas de transmisión son generalmente las que con mayor frecuencia y en mayor magnitud, dan lugar a corrientes residuales que circulan por el terreno, originando posibles sollicitaciones de voltaje. Por tanto, para el proyecto de una puesta a tierra, se acostumbra a considerar las sollicitaciones producidas y los tiempos de despeje consecuentes, al ocurrir fallas en líneas de transmisión. Según el Artículo 5-40 dispuesto en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, con el fin de garantizar la recuperación del Sistema Eléctrico Nacional frente a contingencias, el máximo tiempo de despeje efectivo para fallas en líneas y transformadores del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV] corresponde a 20 ciclos (400 [ms]) [20].

### 2.3.3. Resistividad del terreno

La resistividad del terreno donde se construirá una malla de tierra tiene una influencia de primer orden en el proyecto, pues influye proporcionalmente en los valores de resistencia y en las sollicitaciones de voltaje que pueden aparecer en una instalación. La resistividad de un terreno es por lo general heterogénea, y se presenta en forma de estratos de diferentes minerales aproximadamente paralelos a la superficie, cada uno de ellos con una resistividad aproximadamente homogénea [5].

Según la cantidad y las características del agua contenida en los estratos, la resistividad del suelo puede variar dentro de rangos muy amplios. Por consiguiente, en los casos prácticos, un terreno puede ser razonablemente representado por un modelo de estratos paralelos a la

superficie del suelo, caracterizado cada uno de ellos por su espesor y un valor constante de resistividad, donde el estrato homogéneo más profundo se considera de espesor infinito, tal como se indica en la Fig. (2.2) [5].

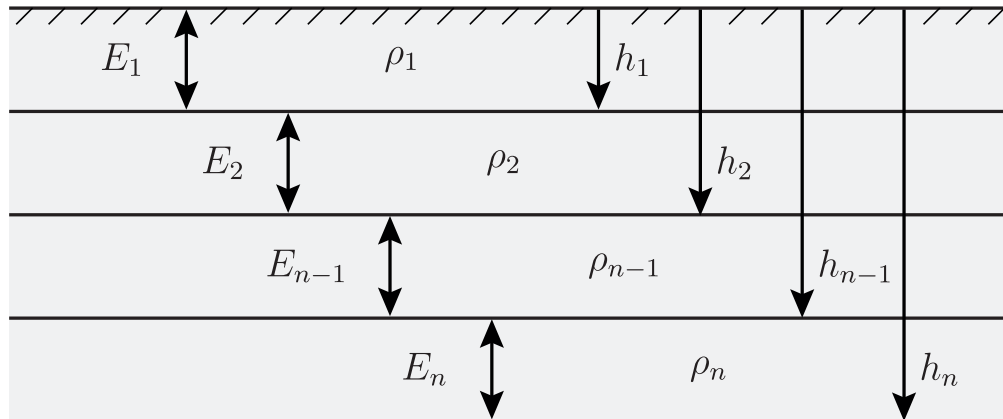


Fig. 2.2: Modelo de un terreno estratificado [5].

Es difícil realizar una clasificación rigurosa de los tipos de suelos, debido a la gran variedad de minerales que los forman. Así, dos suelos que presentan una apariencia similar, pueden tener resistividades muy diferentes. En la Tabla (2.1) se presenta una clasificación gruesa de algunos tipos de suelos, debido a que la resistividad depende de las características geológicas particulares del país de procedencia.

Tipo de suelo	Resistividad [ $\Omega \cdot m$ ]
Barros, terrenos vegetales	5 - 50
Arcilla	5 - 100
Mezclas de arenas, arcillas y gravas	40 - 250
Rocas	1.000 - 10.000
Concreto seco	2.000 - 10.000
Concreto húmedo	30 - 1.000
Hielo	10.000 - 100.000

Tabla 2.1: Valores típicos de resistividad para diferentes tipos de suelos [1].

La mayoría de los métodos utilizados en la medición de resistividad de terrenos y en su interpretación, se fundamentan en técnicas geofísicas de investigación de suelos desarrolladas para otros fines; como prospección petrolera, detección de minerales y aguas subterráneas [5]. Los métodos eléctricos de prospección, se basan en la medida de

campos de potencial eléctrico aplicados sobre el terreno, donde a partir de la deformación de campos eléctricos, se puede deducir características sobre la estratificación del terreno.

El método general de medición de la resistividad de un suelo mediante cuatro electrodos, consiste en inyectar una corriente al terreno utilizando un par de ellos, y medir la diferencia de potencial que se produce entre los otros dos [5]; según la relación entre la corriente y la tensión inducida, se obtiene una resistencia aparente que permite determinar de forma indirecta el valor de la resistividad del suelo.

Existen diferentes formas de ubicación relativa de los cuatro electrodos. Las dos configuraciones clásicas más utilizadas son la configuración de Wenner, y la configuración de Schlumberger. Estas dos configuraciones tienen en común que los cuatro electrodos se ubican en una línea recta sobre la superficie del terreno, con los electrodos de corriente en los puntos exteriores [5].

Para determinar la resistividad del terreno, se comparan los gráficos de campo de resistividad aparente, con curvas patrón o estándar especialmente elaboradas para este fin. Estas curvas patrón se construyen para distintas combinaciones de los parámetros de la estructura de un terreno, de manera que sean representativas de una gama grande de posibilidades [5]. Cuando calza de forma aceptable la curva de campo con la curva patrón, se supone que la estructura del terreno es similar a la teórica, con estratos de resistividad y espesor semejante [5].

La mayoría de los procedimientos de análisis y diseño de mallas de tierra, están basados en el supuesto de un terreno homogéneo compuesto por dos estratos, uno superior de espesor finito, seguido de un medio de distinta resistividad de profundidad infinita [21]. Lo anterior conduce a reducir el modelo general del terreno estratificado a un modelo práctico simplificado, conformado por dos medios y caracterizado por tres parámetros: la resistividad equivalente del estrato superior  $\rho_1$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ], su espesor  $h_1$  [m], y la resistividad equivalente del medio inferior  $\rho_2$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ].

Yakobs [22], propone una equivalencia de un sistema de tres o más estratos a un sistema de dos estratos, unido a una base teórica [5]. Este criterio de reducción se basa en el postulado de que, si el estrato en que se encuentran los conductores de la malla de tierra permanece inalterable, el error que se produce al reemplazar el resto de los estratos por uno equivalente es bajo [22].

De acuerdo a Yakobs, una puesta a tierra compuesta por un conjunto de conductores

enterrados a una profundidad  $h$  y un conjunto de barras verticales de longitud  $\ell$ , se puede aproximar a un prisma metálico recto, donde a medida que se incrementa el número de elementos verticales, su resistencia disminuye asintóticamente hasta un valor mínimo. Este prisma metálico se puede representar como una semi-elipsoide de revolución, ubicada a partir de la superficie del terreno. El semi-elipsoide cubre una superficie  $S$  igual a la abarcada por la puesta a tierra, y su eje menor  $b$  es igual a la profundidad máxima alcanzada por los elementos, tal que  $b = h + \ell$ , si existen barras; o  $b = h$ , si solo hay conductores horizontales [22, 5].

Sobre la base de esta equivalencia, las primeras  $k$  capas existentes hasta la profundidad  $b$  se pueden remplazar por una capa equivalente de resistividad [22]:

$$\rho_{\text{eq}}(1 \rightarrow k) = \frac{F_k}{\sum_{i=1}^k \frac{1}{\rho_i} (F_i - F_{i-1})} \quad (2.11)$$

Y profundidad:

$$h_{\text{eq}}(1 \rightarrow k) = h_k \quad (2.12)$$

Donde:

$$F_i = \sqrt{1 - \left(\frac{v_i}{r_0}\right)^2} \quad (2.13)$$

Con:

$$r = \sqrt{\frac{S}{\pi}} \quad (2.14)$$

$$r_0^2 = r^2 - b^2 \quad (2.15)$$

$$q^2 = 2 \cdot r \cdot (r + b) \quad (2.16)$$

$$v_i^2 = 0,5 \cdot \left[ q^2 + h_i^2 + r_0^2 - \sqrt{(q^2 + h_i^2 + r_0^2)^2 - 4 \cdot q^2 \cdot r_0^2} \right] \quad (2.17)$$

Del mismo modo, las capas desde  $(k + 1)$  hasta  $(n)$ , se reducen a una capa equivalente de resistividad [22]:



$$\rho_{\text{eq}}(k+1 \rightarrow n) = \frac{1 - F_k}{\sum_{i=k+1}^n \frac{1}{\rho_i} (F_i - F_{i-1})} \quad (2.18)$$

y profundidad infinita. Donde  $F_n = 1$ ,  $F_0 = 0$  [22].

De acuerdo a las expresiones anteriores, cada parámetro corresponde a:

- $\rho_i$  : Resistividad del estrato  $i$ , supuesto uniforme, en  $[\Omega \text{ m}]$ .
- $h_i$  : Profundidad desde la superficie al término del estrato  $i$ , en  $[\text{m}]$ .
- $S$  : Área que cubre el perímetro de la malla de tierra, en  $[\text{m}^2]$ .
- $r$  : Radio equivalente de la malla de tierra, en  $[\text{m}]$ .
- $r_0, q, v_i, F$  : Parámetros geométricos de la malla de tierra.
- $b$  : Máxima profundidad de los electrodos de la puesta a tierra medida desde la superficie, en  $[\text{m}]$ ; incluye la profundidad de enterramiento de la malla y de las barras verticales.

Según la referencia [5], para determinar las solicitaciones de voltaje en un sistema de tres capas, es recomendable reducirlo a dos capas considerando solo los dos primeros estratos del terreno. De este modo, los valores aproximados de  $V_{\text{cont}}$  difieren en  $\pm 10\%$ , con respecto a los valores exactos de espesores de estratos superiores a 1  $[\text{m}]$ . En la medida, que son mayores los espesores de los dos primeros estratos, se reduce la diferencia con los valores reales.

#### 2.3.4. Características del conductor

Cada elemento del sistema de conexión a tierra, incluidos los conductores de la red, los cables de conexión, y todos los electrodos primarios; deben estar diseñados de manera que resistan la fusión y el deterioro mecánico en la combinación más adversa de una falla en la instalación, además deben ser capaces de mantener su función incluso cuando estén expuestos a corrosión o estrés mecánico. Por ello, la selección adecuada del material conductor mantendrá la integridad de un sistema de conexión a tierra durante la vida útil del proyecto [4].

El cobre es el material más común utilizado para los sistemas de puesta a tierra [4]. Los conductores de cobre, además de poseer una alta conductividad, tienen la ventaja de ser resistente a la mayoría de la corrosión subterránea [4]. Teniendo presente el elevado riesgo de corrosión, no se recomienda utilizar el acero sin revestimiento protector ni el aluminio

para los electrodos de tierra [23].

La dimensión de los conductores de los sistemas de tierra de puesta a tierra se debe calcular en función de la corriente de falla que circula por ellos. Normalmente, por razones mecánicas se utiliza una dimensión mayor [23]. En la Tabla (2.2) se presentan los valores mínimos de la sección de los conductores de puesta a tierra de servicio, que recomienda la norma chilena para instalaciones de baja tensión [2], según la dimensión de los conductores activos de la instalación.

Sección nominal del conductor de acometida [mm <sup>2</sup> ]	Sección nominal del conductor de tierra de servicio [mm <sup>2</sup> ]
hasta 6	4
entre 10 y 25	10
entre 35 y 70	16
entre 95 y 120	35
entre 150 y 240	50
entre 300 y 400	70

Tabla 2.2: Secciones nominales para conductores de puesta a tierra de servicio [2].

Para el dimensionamiento de los conductores, el estándar IEEE 80-2013 [4] propone la fórmula de Sverak [3], que considera las propiedades físicas del material conductor y la corriente de falla residual en la instalación:

$$A_{\text{mm}^2} = \frac{I_F}{\sqrt{\left(\frac{\text{TCAP} \times 10^{-4}}{t_d \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (2.19)$$

Donde, cada parámetro corresponde a:

- $I_F$  : Corriente de falla asimétrica, en [kA]<sub>RMS</sub>.
- $A_{\text{mm}^2}$  : Sección transversal del conductor, en [mm<sup>2</sup>].
- $T_m$  : Temperatura máxima permisible, en [°C].
- $T_a$  : Temperatura ambiente, en [°C].
- $T_r$  : Temperatura de referencia para la constante de los materiales, en [°C].
- $\alpha_0$  : Coeficiente térmico de resistividad a 0 [°C], en [1/°C].
- $\alpha_r$  : Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia  $T_r$ , en [1/°C].

- $\rho_r$  : Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia  $T_r$ , en  $[\mu\Omega \cdot \text{cm}]$ .  
 $K_0$  : Factor equivalente a  $(1/\alpha_0)$ , en  $[\text{°C}]$ .  
 $t_d$  : Tiempo de despeje de falla, en  $[\text{seg}]$ .  
 TCAP : Capacidad térmica del material por unidad de volumen, en  $[\text{J}/(\text{cm}^3 \cdot \text{°C})]$ .

La Tabla (2.3) proporciona los datos para las constantes  $\alpha_r$ ,  $K_0$ ,  $T_m$ ,  $\rho_r$ , y TCAP [4].

Descripción	Conduct. material [% IACS]	Coef. $\alpha_r$ a 20 $[\text{°C}]$ $[1/\text{°C}]$	Factor $K_0$ a 0 $[\text{°C}]$ $[\text{°C}]$	Temp. de fusión $T_m$ $[\text{°C}]$	Resist. $\rho_r$ a 20 $[\text{°C}]$ $[\mu\Omega \cdot \text{cm}]$	Cap. Térm. TCAP $[\text{J}/(\text{cm}^3 \cdot \text{°C})]$
Cobre templado estirado suave	100,0	0,00393	234	1.083	1,72	3,4
Cobre comercial estirado duro	97,0	0,00381	242	1.084	1,78	3,4
Alambre de acero revestido de cobre	40,0	0,00378	245	1.084	4,40	3,8
Alambre de acero revestido de cobre	30,0	0,00378	245	1.084	5,86	3,8
Varilla de acero revestida de cobre	17,0	0,00378	245	1.084	10,1	3,8

Tabla 2.3: Parámetros fórmula de Sverak [3], para algunos materiales conductores según [4].

## 2.4. Cálculo de resistencia de puesta a tierra

La mayoría de las puestas a tierra usadas en la práctica están formadas por una combinación de diferentes electrodos interconectados entre sí. Este conjunto de electrodos tiene como objetivo, obtener un valor de resistencia que no sobrepase lo requerido y reducir las solicitaciones de voltaje en el interior y contorno de la puesta a tierra, mediante una disposición adecuada de sus elementos [5].

El potencial de cada electrodo se obtiene como la suma algebraica del potencial producido por la propia corriente dispersada, más los potenciales inducidos en este por cada una de las corrientes dispersada en los electrodos restantes [5]. Así, para el conjunto de electrodos elementales que conforma una puesta a tierra, el potencial adquirido frente a una falla residual está dado por [5]:

$$\begin{aligned}
\phi_1 &= \phi_{11} + \phi_{12} + \dots + \phi_{1n} = R_{11} \cdot I_1 + R_{12} \cdot I_2 + \dots + R_{1n} \cdot I_n \\
\phi_2 &= \phi_{21} + \phi_{22} + \dots + \phi_{2n} = R_{21} \cdot I_1 + R_{22} \cdot I_2 + \dots + R_{2n} \cdot I_n \\
\vdots &= \dots = \dots \\
\phi_i &= \phi_{i1} + \phi_{i2} + \dots + \phi_{in} = R_{i1} \cdot I_1 + R_{i2} \cdot I_2 + \dots + R_{in} \cdot I_n \\
\vdots &= \dots = \dots \\
\phi_n &= \phi_{n1} + \phi_{n2} + \dots + \phi_{nn} = R_{n1} \cdot I_1 + R_{n2} \cdot I_2 + \dots + R_{nn} \cdot I_n
\end{aligned} \tag{2.20}$$

Donde:

- $I_i$  : Es la corriente dispersada por el electrodo  $i$ , en  $[A]_{\text{RMS}}$ .
- $R_{ii}$  : Es la resistencia propia del electrodo  $i$ , en  $[\Omega]$ .
- $R_{ij}(i \neq j)$  : Es la resistencia mutua entre los electrodos  $i$  y  $j$ , en  $[\Omega]$ .

El sistema de ecuaciones (2.20), se puede escribir en forma matricial como:

$$\begin{bmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \\ \vdots \\ \phi_i \\ \vdots \\ \phi_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{11} & R_{12} & \dots & R_{1i} & R_{1n} \\ R_{21} & R_{22} & \dots & R_{2i} & R_{2n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots \\ R_{i1} & R_{i2} & \dots & R_{ii} & R_{in} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots \\ R_{n1} & R_{n2} & \dots & R_{ni} & R_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \tag{2.21}$$

Y en forma resumida, como:

$$\vec{\phi} = [R] \cdot \vec{I} \tag{2.22}$$

La matriz de resistencias  $[R]$  es simétrica, con todos sus términos mayores que cero [5]. Si se considera que los electrodos están interconectados galvánicamente entre sí, se puede asumir que todos poseen un mismo potencial  $\phi_0$ , lo que es válido con gran aproximación para frecuencia industriales [5]. Entonces:

$$\phi_1 = \phi_2 = \dots = \phi_i = \dots = \phi_n = \dots = \phi_0 \tag{2.23}$$

Por definición, la resistencia de puesta a tierra del conjunto de electrodos, se determina como el cuociente entre el potencial de ésta y la corriente total dispersada [5]:

$$R_g = \frac{\phi_0}{I_{\text{total}}} = \frac{\phi_0}{\sum_{i=1}^n I_i} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n G_{ij}} \quad (2.24)$$

Donde  $[R]^{-1} = [G]$ , es la matriz inversa de  $[R]$ , también simétrica [5].

De esta forma, la corriente dispersada por cada elemento que conforma la puesta a tierra está dado por [5]:

$$I_i = \phi_0 \sum_{j=1}^n G_{ij} \quad (2.25)$$

Donde el potencial que adquiere la puesta a tierra, está dado por la corriente de falla asimétrica  $I_d$  [A]<sub>RMS</sub> y el valor de la resistencia de la puesta a tierra  $R_g$  [ $\Omega$ ] [5], es decir:

$$\phi_0 = I_d \cdot R_g \quad (2.26)$$

#### 2.4.1. Resistencia propia de una barra en un terreno de dos estratos

La resistencia propia de una barra de longitud  $\ell$  [m], radio  $a$  [m], enterrada a una profundidad  $t$  [m], se presenta en las ecuaciones (2.27) y (2.28). Estas expresiones consideran un suelo conformado por dos medios y caracterizado por tres parámetros: la resistividad equivalente del estrato superior  $\rho_1$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ], el espesor del estrato superior  $h$  [m], y la resistividad equivalente del medio inferior  $\rho_2$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ].

Si la barra está completamente contenida en el estrato superior, la resistencia propia está dada por [24]:

$$R = \frac{\rho_1}{2 \cdot \pi \cdot \ell} \left[ \ln \left( \frac{4 \cdot \ell}{a} \right) - 1 + \frac{1}{2} \sum_{j=1}^{\infty} K^j \ln \left( \frac{j \cdot h / \ell + 1}{j \cdot h / \ell - 1} \right) \right] \quad (2.27)$$

Si la barra está contenida entre ambos estratos, la resistencia propia está dada por [24]:

$$R = \frac{\rho_1}{2 \cdot \pi \cdot \ell} \cdot \frac{1 + K}{\left( 1 - K + \frac{2 \cdot K \cdot h}{\ell} \right)} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot \ell}{a} \right) - 1 + \frac{1}{2} \sum_{j=1}^{\infty} K^j \ln \left( \frac{2 \cdot j \cdot h + \ell}{(2 \cdot j - 2) \cdot h + \ell} \right) \right] \quad (2.28)$$

Donde:

$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1 + \rho_2} \quad (2.29)$$

### 2.4.2. Resistencia propia de un conductor horizontal

La resistencia propia de un conductor horizontal de longitud  $\ell$  [m], diámetro  $d$  [m], enterrado a una profundidad  $t$  [m], se presenta en las ecuaciones (2.30) y (2.32). Estas expresiones consideran un suelo conformado por dos medios y caracterizado por tres parámetros: la resistividad equivalente del estrato superior  $\rho_1$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ], el espesor del estrato superior  $h$  [m], y la resistividad equivalente del medio inferior  $\rho_2$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ].

Si el conductor se encuentra contenido en el estrato superior, la resistencia propia está dada por [5]:

$$R = \frac{\rho_1}{2 \cdot \pi \cdot \ell} \cdot \left[ \ln \left( \frac{\ell^2}{d \cdot t} \right) + \sum_{j=1}^{\infty} K^j \cdot \left( 2 \cdot \text{ash} \left( \frac{\gamma}{j} \right) + \text{ash} \left( \frac{\gamma}{j + t/h} \right) + \text{ash} \left( \frac{\gamma}{j - t/h} \right) \right) \right] \quad (2.30)$$

Donde:

$$\gamma = \frac{\ell}{4 \cdot h} \quad (2.31)$$

Si el conductor se encuentra contenido en el estrato inferior, la resistencia propia está dada por [5]:

$$R = \frac{\rho_2}{2 \cdot \pi \cdot \ell} \cdot \left[ \ln \left( \frac{\ell^2}{d \cdot t} \right) + \sum_{j=1}^{\infty} K^j \cdot \left( \text{ash} \left( \frac{\gamma}{j + t/h} \right) - \text{ash} \left( \frac{\gamma}{j - 2 + t/h} \right) \right) \right] \quad (2.32)$$

Donde:

$$\gamma = \frac{\ell}{4 \cdot h} \quad (2.33)$$

### 2.4.3. Resistencia mutua entre dos barras verticales paralelas

La resistencia mutua entre dos barras verticales paralelas de longitud  $\ell_1$  [m] y  $\ell_2$  [m], enterradas a una profundidad  $t_1$  y  $t_2$  [m], se presenta en la ecuación (2.34); donde  $D$  [m] es

la distancia entre los centros de las barras. Estas expresiones consideran un suelo conformado por dos medios y caracterizado por tres parámetros: la resistividad equivalente del estrato superior  $\rho_1$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ], el espesor del estrato superior  $h$  [m], y la resistividad equivalente del medio inferior  $\rho_2$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ].

Si ambas barras están completamente contenidas en el estrato superior, la resistencia mutua entre estas, está dada por [5]:

$$R_{21} = \frac{\rho_1}{4 \cdot \pi \cdot \ell_1 \cdot \ell_2} \cdot \left[ A_1 + A_2 + \sum_{n=1}^{\infty} K^n \cdot (A_3 + A_4 + A_5 + A_6) \right] \quad (2.34)$$

Donde:

$$A_i = \left( u_{1,i} \cdot \text{ash} \left( \frac{u_{1,i}}{D} \right) - \sqrt{u_{1,i}^2 + D^2} \right) - \left( u_{2,i} \cdot \text{ash} \left( \frac{u_{2,i}}{D} \right) - \sqrt{u_{2,i}^2 + D^2} \right) + \left( u_{3,i} \cdot \text{ash} \left( \frac{u_{3,i}}{D} \right) - \sqrt{u_{3,i}^2 + D^2} \right) - \left( u_{4,i} \cdot \text{ash} \left( \frac{u_{4,i}}{D} \right) - \sqrt{u_{4,i}^2 + D^2} \right) \quad (2.35)$$

Con:

$$\begin{aligned} u_{11} &= t_1 - t_2 + \ell_1 & ; & \quad u_{21} = t_1 - t_2 + \ell_1 - \ell_2 \\ u_{31} &= t_1 - t_2 - \ell_2 & ; & \quad u_{41} = t_1 - t_2 \\ u_{12} &= t_1 + t_2 + \ell_1 + \ell_2 & ; & \quad u_{22} = t_1 + t_2 + \ell_1 \\ u_{32} &= t_1 + t_2 & ; & \quad u_{42} = t_1 + t_2 + \ell_2 \\ u_{13} &= t_1 - t_2 + \ell_1 + 2nh & ; & \quad u_{23} = t_1 - t_2 + \ell_1 - \ell_2 + 2nh \\ u_{33} &= t_1 - t_2 - \ell_2 + 2nh & ; & \quad u_{43} = t_1 - t_2 + 2nh \\ u_{14} &= t_1 + t_2 + \ell_1 + \ell_2 + 2nh & ; & \quad u_{24} = t_1 + t_2 + \ell_1 + 2nh \\ u_{34} &= t_1 + t_2 + 2nh & ; & \quad u_{44} = t_1 + t_2 + \ell_2 + 2nh \\ u_{15} &= t_1 - t_2 + \ell_1 - 2nh & ; & \quad u_{25} = t_1 - t_2 + \ell_1 - \ell_2 - 2nh \\ u_{35} &= t_1 - t_2 - \ell_2 - 2nh & ; & \quad u_{45} = t_1 - t_2 - 2nh \\ u_{16} &= t_1 + t_2 + \ell_1 + \ell_2 - 2nh & ; & \quad u_{26} = t_1 + t_2 + \ell_1 - 2nh \\ u_{36} &= t_1 + t_2 - 2nh & ; & \quad u_{46} = t_1 + t_2 + \ell_2 - 2nh \end{aligned} \quad (2.36)$$

#### 2.4.4. Resistencia mutua entre una barra vertical y un conductor horizontal

La resistencia mutua entre una barra vertical de longitud  $\ell_1$  [m] enterrada a una profundidad  $t_1$  [m], y un conductor horizontal de longitud  $\ell_2$  [m] enterrado a una profundidad  $t_2$  [m], se presenta en la ecuación (2.37); donde  $(x_2, y_2)$  es la posición del conductor con respecto al eje vertical de la barra. Esta expresión considera un suelo conformado por dos

medios y caracterizado por tres parámetros: la resistividad equivalente del estrato superior  $\rho_1$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ], el espesor del estrato superior  $h$  [m], y la resistividad equivalente del medio inferior  $\rho_2$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ].

Si la barra y el conductor están completamente contenidos en el estrato superior, la resistencia mutua entre estos, está dada por [5]:

$$R_{21} = \frac{\rho_1}{4 \cdot \pi \cdot \ell_1 \cdot \ell_2} \cdot \left[ A_1 + A_2 + \sum_{n=1}^{\infty} K^n \cdot (A_3 + A_4 + A_5 + A_6) \right] \quad (2.37)$$

Donde:

$$A_i = \left[ \begin{array}{l} \left[ x \cdot \operatorname{ash} \left( \frac{H}{\sqrt{x^2 + y_2^2}} \right) + H \cdot \operatorname{ash} \left( \frac{x}{\sqrt{H^2 + y_2^2}} \right) - \right. \\ \left. y_2 \cdot \operatorname{atan} \left( \frac{x \cdot H}{y_2 \sqrt{x^2 + H^2 + y_2^2}} \right) \right] \end{array} \right]_{\substack{H = \alpha_i \\ H = \beta_i}}^{x = x_2 + \ell_2} \quad (2.38)$$

En los corchetes se indican los límites de integración. Con:

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= t_1 - t_2 + \ell_1 & ; & \quad \beta_1 = t_1 - t_2 \\ \alpha_2 &= t_1 + t_2 + \ell_1 & ; & \quad \beta_2 = t_1 + t_2 \\ \alpha_3 &= t_1 - t_2 + \ell_1 + 2nh & ; & \quad \beta_3 = t_1 - t_2 + 2nh \\ \alpha_4 &= t_1 + t_2 + \ell_1 + 2nh & ; & \quad \beta_4 = t_1 + t_2 + 2nh \\ \alpha_5 &= t_1 - t_2 + \ell_1 - 2nh & ; & \quad \beta_5 = t_1 - t_2 - 2nh \\ \alpha_6 &= t_1 + t_2 + \ell_1 - 2nh & ; & \quad \beta_6 = t_1 + t_2 - 2nh \end{aligned} \quad (2.39)$$

#### 2.4.5. Resistencia mutua entre dos conductores horizontales paralelos, enterrados a igual profundidad

La resistencia mutua entre dos conductores horizontales paralelos de longitud  $\ell_1$  [m] y  $\ell_2$  [m], enterrados a una profundidad  $t$  [m], se presenta en las ecuaciones (2.40) y (2.44); donde  $x_2$  corresponde a la distancia entre los conductores en el eje paralelo al conductor, e  $y_2$  corresponde a la distancia entre los conductores en el eje perpendicular del conductor. Estas expresiones consideran un suelo conformado por dos medios y caracterizado por tres parámetros: la resistividad equivalente del estrato superior  $\rho_1$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ], el espesor del estrato



superior  $h$  [m], y la resistividad equivalente del medio inferior  $\rho_2$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ].

Si ambos conductores están ubicados en el estrato superior, la resistencia mutua entre estos, está dada por [5]:

$$R_{21} = \frac{\rho_1}{4 \cdot \pi \cdot \ell_1 \cdot \ell_2} \cdot \left[ A_1 + A_2 + \sum_{n=1}^{\infty} K^n \cdot (2 \cdot A_3 + A_4 + A_5) \right] \quad (2.40)$$

Donde:

$$A_i = \left( u_1 \cdot \text{ash} \left( \frac{u_1}{P_i} \right) - \sqrt{u_1^2 + P_i^2} \right) - \left( u_2 \cdot \text{ash} \left( \frac{u_2}{P_i} \right) - \sqrt{u_2^2 + P_i^2} \right) + \left( u_3 \cdot \text{ash} \left( \frac{u_3}{P_i} \right) - \sqrt{u_3^2 + P_i^2} \right) - \left( u_4 \cdot \text{ash} \left( \frac{u_4}{P_i} \right) - \sqrt{u_4^2 + P_i^2} \right) \quad (2.41)$$

Con:

$$u_1 = \ell_2 + x_2 ; u_2 = x_2 ; u_3 = x_2 - \ell_1 ; u_4 = \ell_2 - \ell_1 + x_2 \quad (2.42)$$

$$P_1 = y_2 ; P_2 = \sqrt{y_2^2 + (2t)^2} ; P_3 = \sqrt{y_2^2 + (2nh)^2} \\ P_4 = \sqrt{y_2^2 + (2nh + 2t)^2} ; P_5 = \sqrt{y_2^2 + (2nh - 2t)^2} \quad (2.43)$$

Si ambos conductores están ubicados en el estrato inferior, la resistencia mutua entre estos, está dada por [5]:

$$R_{21} = \frac{\rho_2}{4 \cdot \pi \cdot \ell_1 \cdot \ell_2} \cdot \left[ A_1 + A_2 + \sum_{n=1}^{\infty} K^n \cdot (A_3 - A_4) \right] \quad (2.44)$$

Con:

$$P_1 = y_2 ; P_2 = \sqrt{y_2^2 + (2t)^2} ; P_3 = \sqrt{y_2^2 + (2nh + 2t)^2} \\ P_4 = \sqrt{y_2^2 + (2(n-2)h + 2t)^2} \quad (2.45)$$

#### 2.4.6. Resistencia mutua entre dos conductores horizontales ortogonales enterrados a igual profundidad

La resistencia mutua entre dos conductores horizontales ortogonales de longitud  $\ell_1$  [m] y  $\ell_2$  [m], enterrados a una profundidad  $t$  [m], se presenta en las ecuaciones (2.46) y (2.49); donde  $x_2$  corresponde a la distancia entre los conductores en el eje paralelo al conductor, e  $y_2$  corresponde a la distancia entre los conductores en el eje perpendicular del conductor. Estas expresiones consideran un suelo conformado por dos medios y caracterizado por tres parámetros: la resistividad equivalente del estrato superior  $\rho_1$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ], el espesor del estrato

superior  $h$  [m], y la resistividad equivalente del medio inferior  $\rho_2$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ].

Si ambos conductores están ubicados en el estrato superior, la resistencia mutua entre estos, está dada por [5]:

$$R_{21} = \frac{\rho_1}{4 \cdot \pi \cdot \ell_1 \cdot \ell_2} \cdot \left[ A_1 + A_2 + \sum_{n=1}^{\infty} K^n \cdot (2 \cdot A_3 + A_4 + A_5) \right] \quad (2.46)$$

Donde:

$$A_i = \left[ \begin{array}{l} \left[ V \cdot \text{ash} \left( \frac{U}{\sqrt{V^2 + Q_i^2}} \right) + U \cdot \text{ash} \left( \frac{V}{\sqrt{U^2 + Q_i^2}} \right) - \right. \\ \left. Q_i \cdot \text{atan} \left( \frac{U \cdot V}{Q_i \sqrt{U^2 + V^2 + Q_i^2}} \right) \right] \end{array} \right]_{\substack{V = V_1 \\ V = V_2}}^{U = U_1 \\ U = U_2} \quad (2.47)$$

En los corchetes se indican los límites de integración. Con:

$$\begin{aligned} U_1 &= x_2 & ; & \quad U_2 = x_2 - \ell_1 & ; & \quad V_1 = y_2 + \ell_2 & ; & \quad V_2 = y_2 \\ Q_1 &= 0 & ; & \quad Q_2 = 2t & ; & \quad Q_3 = 2nh & ; & \quad Q_4 = 2nh + 2t \\ Q_5 &= 2nh - 2t \end{aligned} \quad (2.48)$$

Si ambos conductores están ubicados en el estrato inferior, la resistencia mutua entre estos, está dada por [5]:

$$R_{21} = \frac{\rho_2}{4 \cdot \pi \cdot \ell_1 \cdot \ell_2} \cdot \left[ A_1 + A_2 + \sum_{n=1}^{\infty} K^n \cdot (A_3 - A_4) \right] \quad (2.49)$$

Con:

$$Q_1 = 0 \quad ; \quad Q_2 = 2t \quad ; \quad Q_3 = 2nh + 2t \quad ; \quad Q_4 = 2(n-2)h + 2t \quad (2.50)$$

## 2.5. Cálculo solicitaciones de voltaje en puesta a tierra

El dimensionamiento seguro de una puesta a tierra implica el cumplimiento de los valores tolerables de voltaje entre pies y manos, y entre pies, con una cantidad y disposición adecuada de los elementos que la constituyen. Esta disposición de los elementos debería realizarse de manera de minimizar el costo de construcción, que está determinado en mayor medida por la longitud total del conductor y por el volumen de las excavaciones [5].

### 2.5.1. Determinación de las solicitaciones de voltaje

Para determinar las solicitaciones de voltaje a las que puede quedar sometida una persona en una instalación protegida por una puesta a tierra, es necesario conocer el potencial  $\phi_0$  adquirido por esta durante una falla, y el potencial  $\phi_S$  inducido por los distintos elementos que conforman la puesta a tierra, en todo punto sobre la superficie y el contorno del terreno que cubre [5]. Según la referencia [5], el potencial de la puesta a tierra corresponde a:

$$\phi_0 = I_d \cdot R_g \quad [\text{V}]_{\text{RMS}} \quad (2.51)$$

Donde  $R_g$ , es la resistencia de la puesta a tierra, e  $I_d$  es la corriente total dispersada por esta. Luego, el potencial en un punto del terreno, está dado por la siguiente expresión [5]:

$$\phi_S(x, y) = \sum_{i=1}^n I_i \cdot R_g(x, y) \quad [\text{V}]_{\text{RMS}} \quad (2.52)$$

Donde  $I_i$  es la corriente dispersada por el segmento  $i$  de la puesta a tierra, y  $R_g(x, y)$  es la resistencia mutua entre este segmento y un punto de la superficie del terreno con las coordenadas relativas  $(x, y)$ .

El voltaje que puede aparecer entre mano y pies, es la diferencia entre el potencial de un objeto metálico de la instalación, conectado en forma galvánica a la puesta a tierra, y el potencial sobre la superficie del terreno. El potencial de la puesta a tierra, es prácticamente el mismo en todas sus partes, sin embargo, el potencial inducido sobre la superficie del terreno varía de un punto a otro, y tiene en su interior un valor mínimo  $\phi_{S,\text{mín}}$ . Así la máxima diferencia de potencial entre mano y pies, está dada por [5]:

$$V_{\text{cont}} = \phi_0 - \phi_{S,\text{mín}} \quad [\text{V}]_{\text{RMS}} \quad (2.53)$$

Donde  $\phi_S$ , corresponde al valor mínimo de  $\phi_S$  compatible con un eventual contacto simultáneo a un objeto metálico que posee el potencial  $\phi_0$ .

A su vez, el voltaje que puede quedar sometida una persona entre ambos pies, está dado por la diferencia de potencial entre puntos P y P', ubicados sobre la superficie del terreno, distantes a 1 metro entre sí. Este voltaje tiene un valor máximo, que por lo general se produce en el contorno de la puesta a tierra [5].

$$V_{\text{paso}} = [\phi_s(P) - \phi_S(P')]_{\text{máx}} \quad [V]_{\text{RMS}} \quad (2.54)$$

### 2.5.2. Determinación de los potenciales sobre el terreno

Para conocer las sollicitaciones de voltaje en una puesta a tierra, es necesario determinar los valores de potencial sobre la superficie del terreno que produce cada elemento de la puesta a tierra en el interior y contorno de la instalación protegida. Los métodos generales utilizan un modelo de terreno formado por dos capas de espesor y resistividad diferente, uniformes en cada capa. Los conductores de la malla se modelan como la unión de un gran número de electrodos elementales de pequeña longitud, que pueden tener en el terreno cualquier ubicación y orientación, lo cual posibilita modelar cada tipo y forma de conductor [21].

La base del cálculo de un electrodo elemental, consiste en dividirlo en pequeños electrodos que actúan como fuentes radiales de corriente o esferas metálicas. El comportamiento del electrodo en global, se obtiene por superposición del efecto de todos estos pequeños electrodos que lo conforman [5]. En un terreno estratificado, para determinar el potencial que produce una fuente puntual de corriente ubicada en un estrato cualquiera del terreno, se aplica el método de las imágenes de Kelvin-Maxwell [25].

### 2.5.3. Potencial sobre la superficie del terreno en el contorno de una barra

A continuación se presenta la expresión del potencial, en coordenadas polares  $P(r)$ , sobre la superficie del terreno en el contorno de una barra de longitud  $\ell$  [m], enterrada a una profundidad  $t$  [m]. Esta expresión considera un suelo conformado por dos medios y caracterizado por tres parámetros: la resistividad equivalente del estrato superior  $\rho_1$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ], el espesor del estrato superior  $h$  [m], y la resistividad equivalente del medio inferior  $\rho_2$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ].

Si la barra está contenida solo en el estrato superior ( $h \geq \ell + t$ ), considerando una dispersión uniforme de corriente  $I$  [ $\text{A}$ ]<sub>RMS</sub> a lo largo de la barra, el potencial sobre la superficie del terreno está dado por [5]:

$$\phi_S(r) = \frac{\rho_1 \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot \ell} \left[ G_1 + \sum_{j=1}^{\infty} K^j \cdot (G_2 + G_3) \right] \quad [V]_{\text{RMS}} \quad (2.55)$$

Donde:

$$K = \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_1 + \rho_2} \quad (2.56)$$

$$G_i = \operatorname{ash}\left(\frac{\delta_i}{r}\right) - \operatorname{ash}\left(\frac{\varepsilon_i}{r}\right) \quad (2.57)$$

Con:

$$\begin{aligned} \delta_1 &= t + \ell & ; & \varepsilon_1 = t \\ \delta_2 &= t + 2 \cdot j \cdot h + \ell & ; & \varepsilon_2 = t + 2 \cdot j \cdot h \\ \delta_3 &= t - 2 \cdot j \cdot h + \ell & ; & \varepsilon_3 = t - 2 \cdot j \cdot h \end{aligned} \quad (2.58)$$

Si la barra está contenida solo en el estrato inferior ( $h \leq t$ ), el potencial sobre la superficie del terreno está dado por [5]:

$$\phi_S(r) = \frac{\rho_1 \cdot (1 + K) \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot \ell} \left[ G_1 + \sum_{j=1}^{\infty} K^j \cdot G_2 \right] [V]_{\text{RMS}} \quad (2.59)$$

Con:

$$\begin{aligned} \delta_1 &= t + \ell & ; & \varepsilon_1 = t \\ \delta_2 &= t + 2 \cdot j \cdot h + \ell & ; & \varepsilon_2 = t + 2 \cdot j \cdot h \end{aligned} \quad (2.60)$$

Si la barra está contenida entre ambos estratos ( $t < h < \ell + t$ ), el potencial sobre la superficie del terreno está dado por [5]:

$$\begin{aligned} \phi_S(r) = \frac{\rho_1 \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot \ell} & \left[ \eta_1 \cdot G_1 + \eta_2 \cdot (1 + K) \cdot G_2 + \right. \\ & \left. \sum_{j=1}^{\infty} K^j \cdot (\eta_1 \cdot (G_3 + G_4) + \eta_2 \cdot (1 + K) \cdot G_5) \right] [V]_{\text{RMS}} \end{aligned} \quad (2.61)$$

Donde:

$$\eta_1 = \frac{1 + K}{2 \cdot K \cdot (h - t) / \ell + 1 - K} \quad (2.62)$$

$$\eta_2 = \frac{1 - K}{2 \cdot K \cdot (h - t) / \ell + 1 - K} \quad (2.63)$$

Con:

$$\begin{aligned}
\delta_1 &= h & ; \quad \varepsilon_1 &= t \\
\delta_2 &= t + \ell & ; \quad \varepsilon_2 &= h \\
\delta_3 &= h + 2 \cdot j \cdot h & ; \quad \varepsilon_3 &= t + 2 \cdot j \cdot h \\
\delta_4 &= h - 2 \cdot j \cdot h & ; \quad \varepsilon_4 &= t - 2 \cdot j \cdot h \\
\delta_5 &= t + 2 \cdot j \cdot h + \ell & ; \quad \varepsilon_5 &= h + 2 \cdot j \cdot h
\end{aligned} \tag{2.64}$$

#### 2.5.4. Potencial sobre la superficie del terreno inducido por un conductor horizontal

A continuación se presenta la expresión del potencial, en coordenadas cartesianas  $P(x, y)$ , sobre la superficie del terreno inducido por un conductor horizontal tendido en el eje  $x$ , de longitud  $\ell$  [m], enterrado a una profundidad  $t$  [m]. Esta expresión considera un suelo conformado por dos medios y caracterizado por tres parámetros: la resistividad equivalente del estrato superior  $\rho_1$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ], el espesor del estrato superior  $h$  [m], y la resistividad equivalente del medio inferior  $\rho_2$  [ $\Omega \cdot \text{m}$ ].

Si el conductor está ubicado en el estrato superior, considerando una dispersión uniforme de corriente  $I$  [A]<sub>RMS</sub> a lo largo del conductor, el potencial sobre la superficie del terreno está dado por [5]:

$$\phi_S(x, y) = \frac{\rho_1 \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot \ell} \left[ G_1 + \sum_{j=1}^{\infty} K^j \cdot (G_2 + G_3) \right] [V]_{\text{RMS}} \tag{2.65}$$

Donde:

$$K = \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_1 + \rho_2} \tag{2.66}$$

$$G_i = \text{ash} \left( \frac{x}{\sqrt{M_i^2 + y^2}} \right) - \text{ash} \left( \frac{x - \ell}{\sqrt{M_i^2 + y^2}} \right) \tag{2.67}$$

Con:

$$\begin{aligned}
M_1 &= t \\
M_2 &= 2 \cdot j \cdot h + t \\
M_3 &= 2 \cdot j \cdot h - t
\end{aligned} \tag{2.68}$$

Si el conductor está ubicado en el estrato inferior, el potencial sobre la superficie del terreno está dado por [5]:

$$\phi_S(x, y) = \frac{\rho_1 \cdot (1 + K) \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot \ell} \left[ G_1 + \sum_{j=1}^{\infty} K^j \cdot G_2 \right] [V]_{\text{RMS}} \quad (2.69)$$

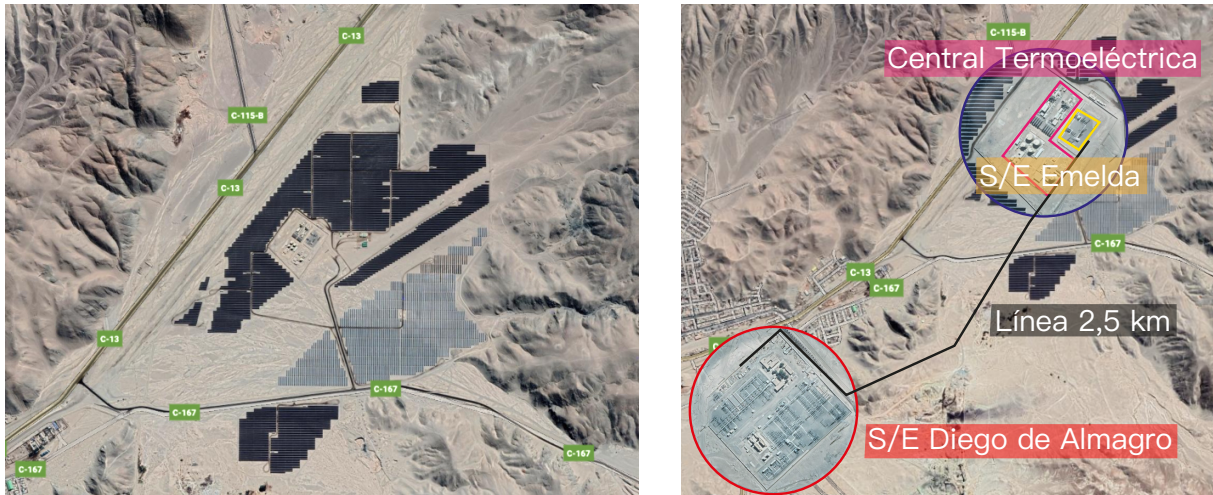
Con:

$$\begin{aligned} M_1 &= t \\ M_2 &= 2 \cdot j \cdot h + t \end{aligned} \quad (2.70)$$

### 3. Antecedentes Caso de Estudio

#### 3.1. Descripción parque fotovoltaico Diego de Almagro

El parque fotovoltaico Diego de Almagro cuenta con una potencia instalada de 36 [MW], se sitúa en los terrenos que rodean a la central termoeléctrica EMELDA, ubicada en la comuna de Diego de Almagro, III Región de Atacama, Fig. (3.1).



(a) Planta Fotovoltaica Diego de Almagro.

(b) Interconexión S/E Diego de Almagro.

Fig. 3.1: Vista satelital ubicación planta fotovoltaica Diego de Almagro.

Su construcción se inició a principios de 2013 y su puesta en marcha tuvo lugar en diciembre de 2014. Esta planta está conformada por 225.000 módulos dispuestos en estructuras de anclaje fijo y con seguidor en un eje. El parque se proyecta en una superficie total de 100 [ha], donde las celdas cubren un área de 65 [ha] aproximadamente [26]. El costo de inversión del parque fotovoltaico Diego de Almagro, de acuerdo a lo dispuesto en la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) [26], corresponde a 130 [MM USD].

#### 3.2. Diagrama unilineal simplificado

El parque está compuesto por 23 sub-campos, (SF1.1 a SF1.14 y SF2.1 a SF2.9), cada sub-campo evacua la energía eléctrica de los paneles solares hacia sus respectivos centros de conversión (CC1.1 a CC1.14 y CC2.1 a CC2.9), tal como se visualiza en el diagrama unilineal general simplificado del parque fotovoltaico.



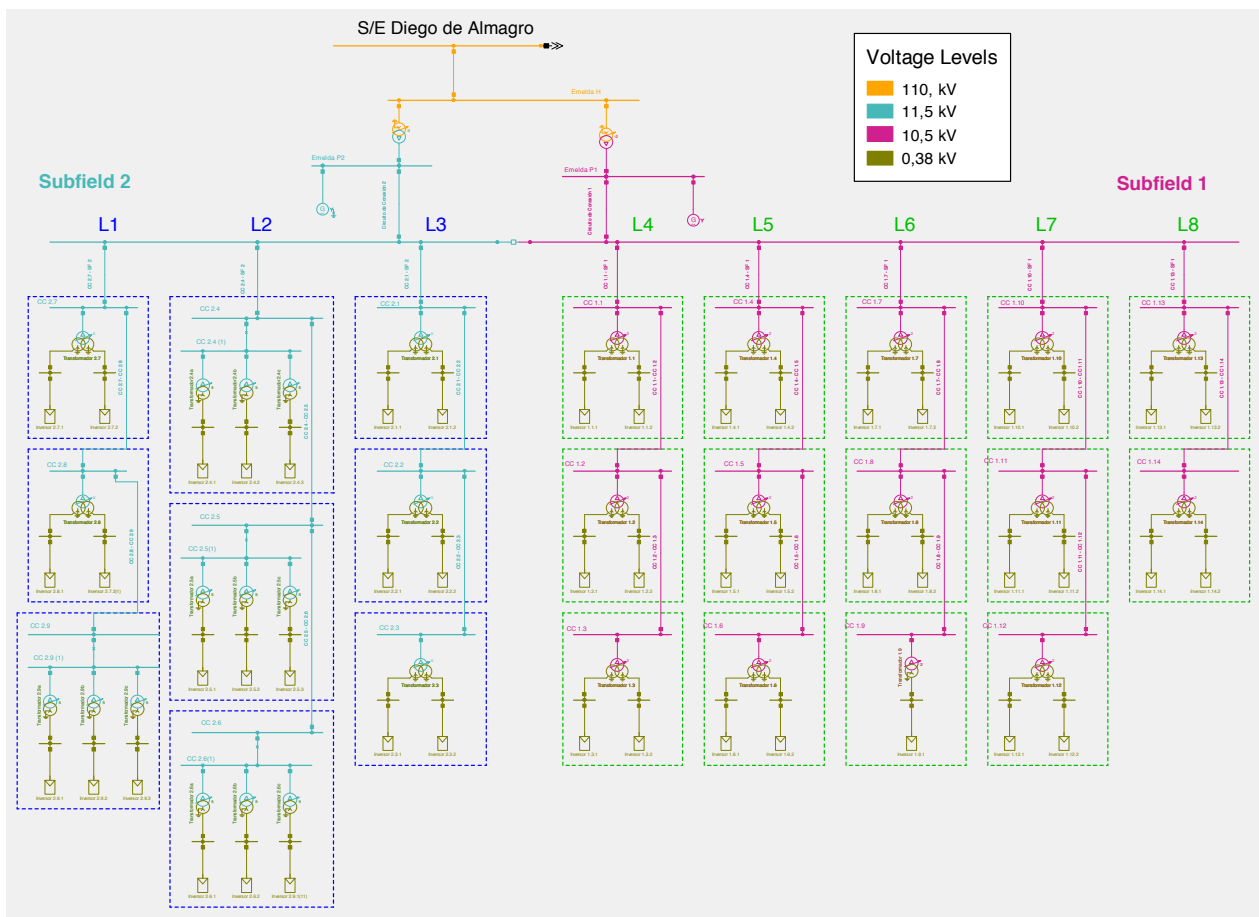


Fig. 3.2: Diagrama unilineal simplificado, parque fotovoltaico Diego de Almagro [6].

Los centros de conversión (CC) están constituidos por:

- 1 Contenedor de equipos.
- 1 Transformador de poder de 0,38/10,5 [kV] de 660 [kVA], 1.320 [kVA] o 1.980 [kVA].
- 1 Transformador de distribución de 10,5/0,38 [kV] de 15 [KVA] o 30 [kVA].
- 1 a 3 inversores de corriente continua a corriente alterna de 660 [kW].
- 2 o 3 cabinas de media tensión.
- 1 Switchboard de baja tensión.

Además hay 2 contenedores correspondientes a:

- Sala de entrega de energía del parque fotovoltaico (Delivery Station).
- Sala de control y gestión de información (EGP + SCADA).

### 3.3. Plano de disposición general

En cuanto al plano de disposición general, existen 25 contenedores que permiten evacuar la energía generada al punto de entrega del parque fotovoltaico. Estas cabinas tienen consumos propios en baja tensión que se alimentan desde los transformadores de distribución que contienen.



Fig. 3.3: Plano de disposición general, parque fotovoltaico Diego de Almagro [7].

Los transformadores de poder son alimentados con la energía proveniente de los paneles solares; y los transformadores de distribución, que alimentan los consumos de las 23 cabinas, son alimentados desde los transformadores de poder. El parque fotovoltaico se conecta a instalaciones existentes de la central Emelda, la cual, posee dos generadores de 36 [MW]. Estas unidades de generación se conectan por medio de dos transformadores de poder independien-

tes, de 10,5/110 [kV] y 11,5/110 [kV] (para las unidades U1 y U2, respectivamente) [26], a dos circuitos independientes (líneas de conexión 1 y 2), que separa el parque en dos secciones: sub-campo 1 (SF1) y sub-campo 2 (SF2). La subestación eléctrica de la central Emelda se conecta a la subestación eléctrica Diego de Almagro, mediante una línea de transmisión de 2,5 [km] con una tensión de 110 [kV] [26], Fig. (3.1b).

### 3.4. Sistema de puesta a tierra central Emelda

El sistema de puesta a tierra de la central Emelda, está compuesto por la malla de tierra de la central termoeléctrica, y por la malla de tierra de la subestación eléctrica Emelda, tal como se muestra en la Fig. (3.4). Según el “Plano de Disposición del Sistema de Puesta a Tierra de la Central Emelda” [8], la profundidad de enterramiento de la malla de la central termoeléctrica corresponde a 0,8 [m], y la profundidad de enterramiento de la malla de la S/E Emelda corresponde a 0,6 [m]. Ambas mallas están construidas con un conductor de sección de 4/0 [AWG]. La malla de la subestación eléctrica, posee una capa superficial de gravilla de 10 [cm], con un valor de resistividad de 2.500 [ $\Omega$  m].

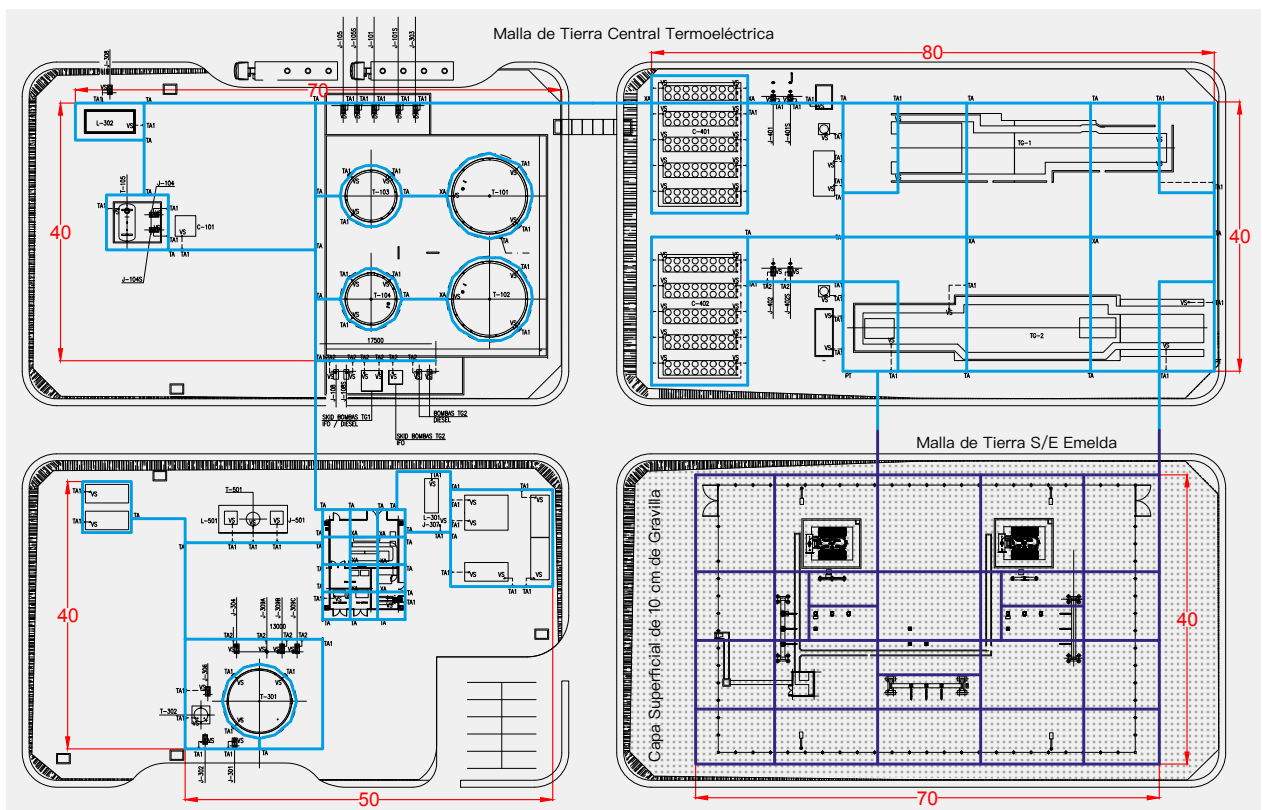


Fig. 3.4: Esquema sistema de puesta a tierra central Emelda [8].

### 3.5. Canalización del cableado

Los cables de poder, que salen de cada cabina de conversión, van alojados en una canalización subterránea. Junto a los cables va enterrado un conductor de cobre desnudo que oficia de retorno para eventuales corrientes de falla residual. Dicho conductor une la totalidad de las tierras de las cabinas de conversión con la tierra de la sala de entrega de energía del parque (Delivery Station) y la puesta a tierra de la central térmica [26].

#### 3.5.1. Canalizaciones de baja tensión

Las conexiones entre los módulos fotovoltaicos, las cajas de conexión y las cabinas de conversión se realizan mediante canalizaciones subterráneas de baja tensión. Las dimensiones de las zanjas corresponden a 0,4 [m] de ancho y 0,6 [m] de profundidad. Las zanjas se rellenan con material de excavación, Fig. (3.5).

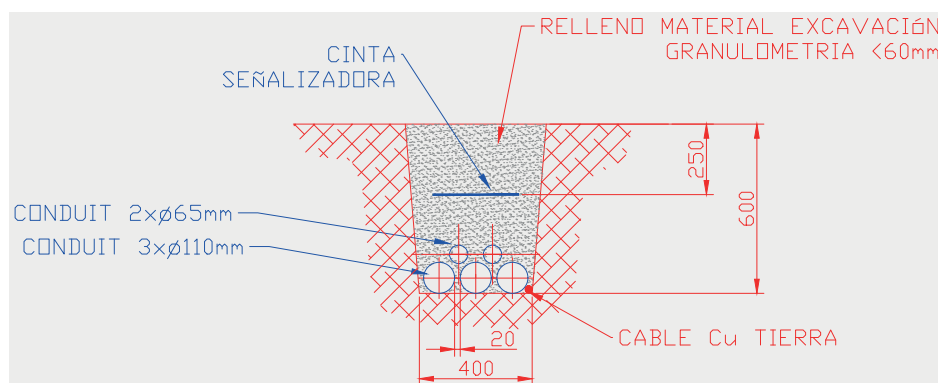


Fig. 3.5: Vista de corte, zanja de baja tensión de 3 ductos.

#### 3.5.2. Canalizaciones de media tensión

Todos los conjuntos de inversores y sub-estaciones transformadoras de 10,5 y 11,5 [kV], se conectan a la estación de las celdas de poder (Delivery Station) mediante canalizaciones de media tensión soterradas. Las zanjas presentan una profundidad de 0,7 [m] y un ancho en función de la cantidad conductores, que corresponde a 0,4 [m], 1 [m], y 1,6 [m], para 1 terna, 4 ternas y 6 ternas de conductores, respectivamente [26].

Las canalizaciones de media tensión se rellenan con una primera capa de arena de cuarzo. Luego se disponen las ternas de conductores, junto con un cable principal de tierra desnudo que recorre la canalización, Fig. (3.6). El conjunto resultante se termina de cubrir con arena de cuarzo y material de excavación. En los pasos de vehículo se utilizan ductos de hormigón y refuerzo de obras para la protección del cableado [26].

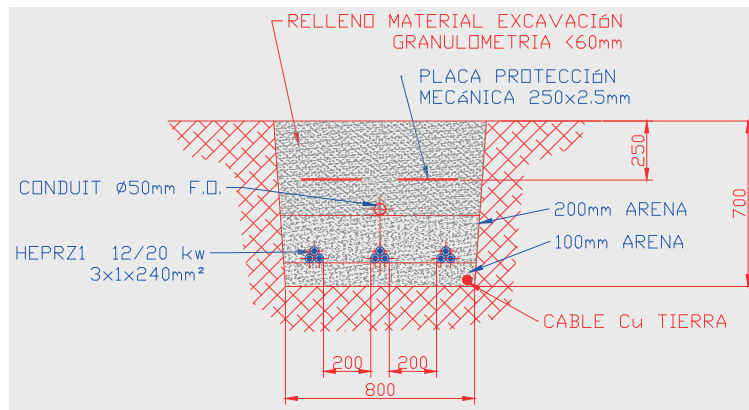
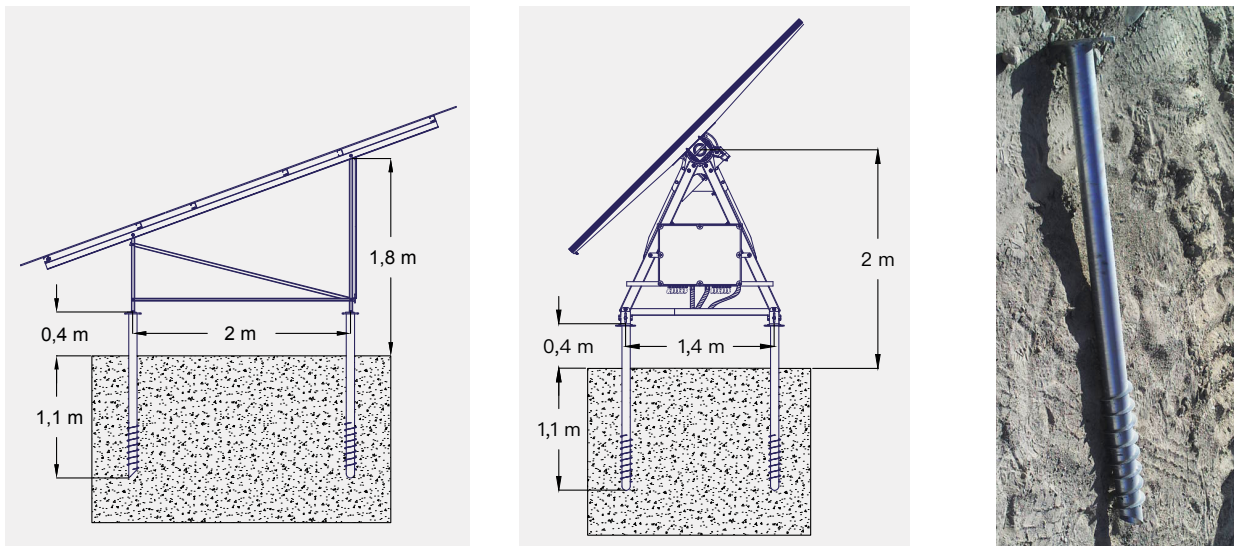


Fig. 3.6: Vista de corte, zanja de media tensión de 3 ternas.

### 3.6. Estructuras de soporte de módulos fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos, se instalan sobre estructuras de anclaje fijo o con seguidor en un eje, ambas se encuentran ancladas al terreno por pernos de acero, los cuales presentan un diámetro de 76 [mm] y una longitud de 1,5 [m], tal como se muestra en la Fig. (3.7). Las estructuras fijas tienen un ángulo de inclinación determinado por la latitud del emplazamiento y se encuentran orientadas hacia el norte; la disposición de los paneles es de forma lineal uno al lado del otro. Las estructuras con seguidor solar, poseen seguimiento acimutal, es decir, seguimiento horizontal en un eje. En esta memoria, se propone utilizar los pernos de soporte de las estructuras de los paneles, como parte del sistema de puesta a tierra de los subcampos.



(a) Estructura de anclaje fijo. (b) Estructura de seguidor acimutal. (c) Perno de anclaje.

Fig. 3.7: Estructuras de soporte de módulos solares, parque fotovoltaico Diego de Almagro.

## 4. Metodología

### 4.1. Procedimiento diseño de mallas de tierra para parques fotovoltaicos de grandes dimensiones

El diagrama de bloques de la Fig. (4.1) ilustra la secuencia de pasos para el diseño de mallas de tierra de parques fotovoltaicos de grandes dimensiones, cabe destacar que corresponde a una adaptación del diseño de mallas de tierras para sub-estaciones propuesto en la guía del estándar IEEE 80-2013 [4]. A continuación se describe cada paso del procedimiento.

- Paso 1: A partir de la medición de resistividad del terreno y de los antecedentes del sistema, se estima la resistividad del suelo; y se realiza un estudio de cortocircuito para determinar la magnitud y duración de la corriente de falla residual en el sistema.
- Paso 2: La dimensión del conductor se determina en función de la ecuación (2.19); y según los valores mínimos de la sección de los conductores, que recomienda la norma chilena para instalaciones de baja tensión [2], Tabla (2.2).
- Paso 3: Las solicitaciones de voltaje de paso y contacto se determinan a partir de las ecuaciones (2.9) y (2.8), respectivamente. En el diseño de una malla de tierra, las máximas solicitaciones de voltaje que puedan aparecer no deben superar los valores tolerables de una persona con un peso de 50 [kg] (caso conservador).
- Paso 4: El diseño inicial considera una malla de tierra que utiliza las canalizaciones de los conductores y los perfiles de acero de las mesas que soportan los paneles fotovoltaicos.
- Paso 5: La estimación de la resistencia de la puesta a tierra se determina a partir de la ecuación (2.24).
- Paso 6: Si la resistencia de la malla de tierra, presenta un valor inferior a 5 [ $\Omega$ ], según la recomendación de la norma chilena para instalaciones de baja tensión [2], el diseño no necesita modificación (Paso 7); sin embargo, si el diseño no cumple con la recomendación de la norma chilena, se debe modificar el diseño (Paso 11).

- Paso 7: La corriente dispersada por los elementos de la malla de tierra se obtiene a partir de la ecuación (2.25).
- Paso 8: El cálculo del perfil de potencial del voltaje de contacto y paso, se presenta en las ecuaciones (2.53), (2.54), respectivamente.
- Paso 9: Si la tensión mano pie es inferior a la tensión tolerable de contacto, se procede a revisar si cumple con la tensión de paso (Paso 10), sino se debe modificar el diseño (Paso 11).
- Paso 10: Si la tensión de pie pie es superior a la tensión tolerable de paso, el sistema de puesta a tierra no requiere modificación (Paso 12), en caso contrario se debe modificar el diseño (Paso 11).
- Paso 11: En caso de que la resistencia de la puesta a tierra, sea mayor al valor límite sugerido por la NCh. 4/2003 [2]; o las solicitudes de voltaje en la instalación sean superiores a los límites tolerables; se debe revisar el diseño de la malla de tierra. Dentro de las modificaciones se puede incorporar conductores en paralelos, adicionar barras verticales, entre otras consideraciones.
- Paso 12: Después de satisfacer los requerimientos de las solicitudes de voltaje tolerables. Se obtiene el diseño final de la malla de tierra.

## 4.2. Diagrama de bloques diseño malla de tierra de parques fotovoltaicos

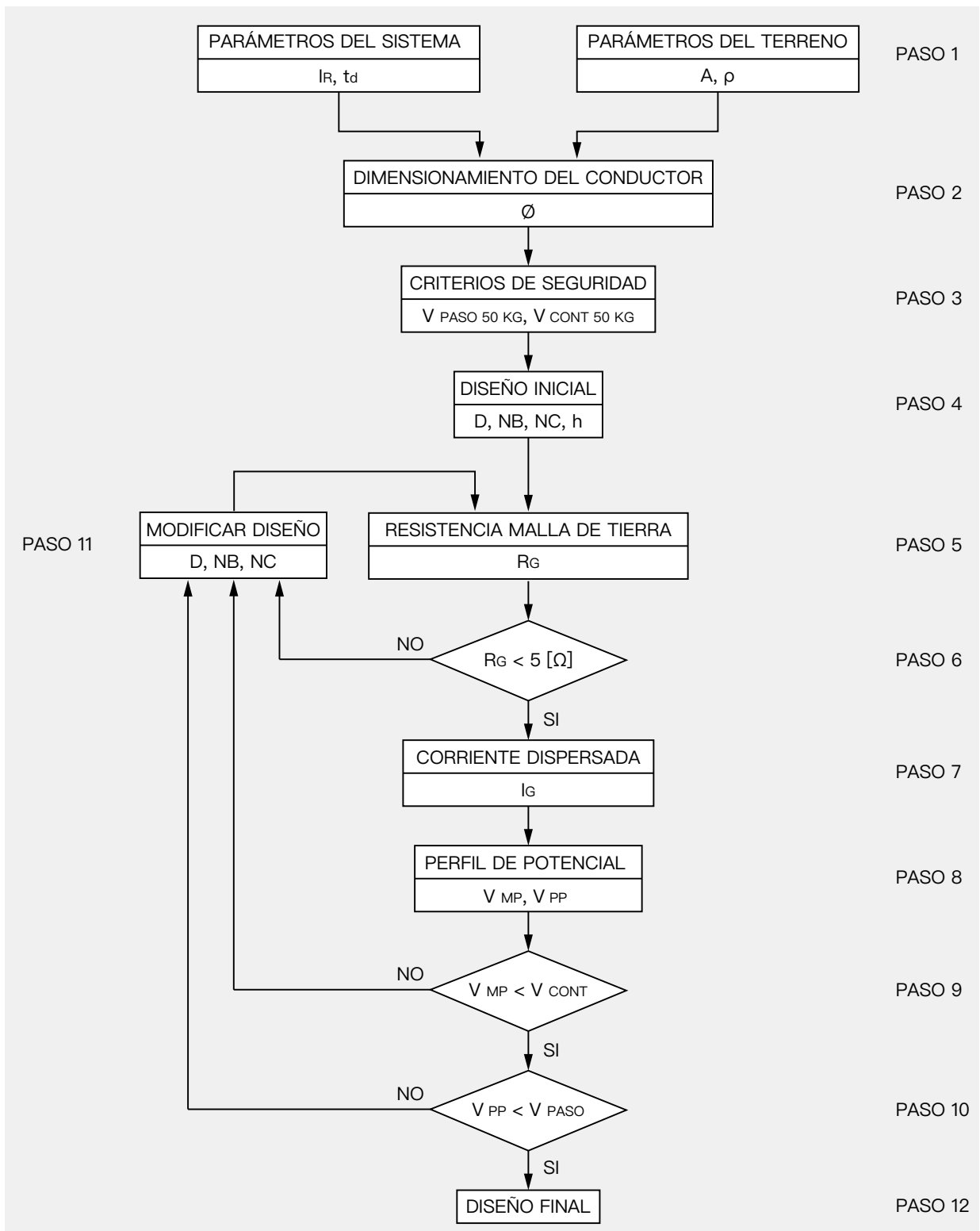


Fig. 4.1: Diagrama de bloques, diseño de mallas de tierra de parques fotovoltaicos.



### 4.3. Estudio resistividad de suelo caso de estudio

Por lo general la resistividad de las capas superiores del suelo varía a lo largo del año, debido a los cambios de temperatura y humedad, donde la resistividad del suelo aumenta al disminuir el contenido de humedad y temperatura [13]. Los valores más altos de resistividad de suelo, se obtienen en los periodos de sequía debido al bajo contenido de humedad en el suelo, o en el invierno cuando el agua en las capas superiores del suelo está congelada. Por ello, para obtener resultados conservadores es importante seleccionar de forma adecuada el tiempo de la medición de resistividad del terreno.

Existen varios métodos de medición de resistividad de suelo. Las dos configuraciones clásicas más utilizadas son la configuración de Wenner, y la configuración de Schlumberger [5]. Estas dos configuraciones tienen en común que los cuatro electrodos se ubican en una línea recta sobre la superficie del terreno, con los electrodos de corriente en los puntos exteriores.

En el informe de medición de resistividad del parque fotovoltaico Diego de Almagro, se utiliza la configuración de Schlumberger. En esta configuración, los cuatro electrodos están ubicados en una línea recta. Los dos electrodos de potencial se disponen en forma simétrica con respecto al centro de medición elegido y a una distancia “ $a$ ” pequeña entre si (1 [m] a 3 [m]). Los electrodos de corriente se disponen también simétricamente con respecto al centro de medición [5], tal como se muestra en la Fig. (4.2).

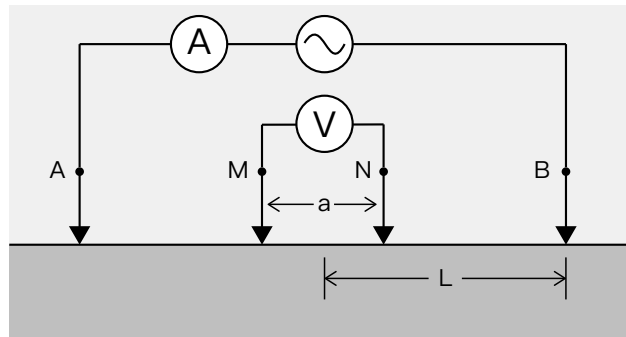


Fig. 4.2: Configuración de Schlumberger.

En la configuración de Schlumberger, normalmente se grafica la resistividad aparente en función de la distancia “ $L$ ” entre el centro de medición y los electrodos de corriente, donde el valor de la resistividad aparente corresponde a [5]:

$$\rho_{a(S)} = \pi R a \left[ \left( \frac{L}{a} \right)^2 - \frac{1}{4} \right] \quad (4.1)$$

En instalaciones fotovoltaicas de grandes dimensiones se deben tomar varias medidas para estimar la resistividad del suelo a profundidades mayores. También se deben realizar varios sondeos para evaluar los cambios laterales en la resistividad del suelo [13]. Para estimar la resistividad del suelo del caso de estudio se utilizaron los valores proporcionados por el informe de medición de resistividad del parque Diego de Almagro, donde se realizaron 3 sondeos en la vecindad de la central Emelda los cuales se indican en la Fig. (4.3).

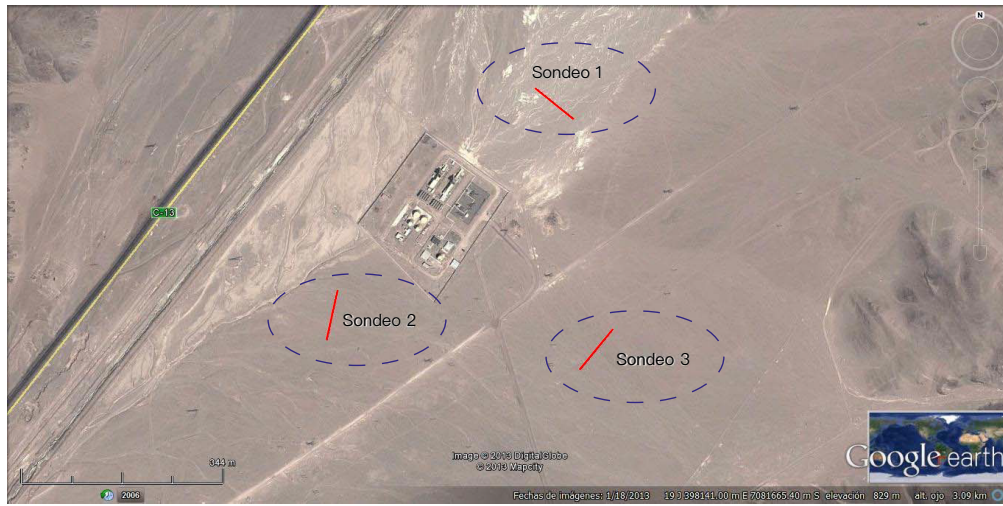


Fig. 4.3: Zonas de sondeo eléctrico vertical parque fotovoltaico Diego de Almagro.

Para interpretar las medidas de resistividad de suelo, se emplea una técnica de interpretación gráfica computacional, donde se compara la curva de campo con una curva de patrón de un suelo de 4 capas calculada según el método propuesto por Mooney, Orellana, Pickett y Tornheim [27].

De esta forma, se resuelve un problema de optimización, donde se minimiza la suma del error cuadrático (SEC) entre el conjunto de mediciones de campo de resistividad aparente y el conjunto de puntos de la curva patrón. En la función de error se utiliza una ponderación logarítmica de las magnitudes y parámetros, dado que proporciona una mejor solución al problema [5].

De este modo, se plantea el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} \text{mín} \quad & \text{SEC}(y) = \sum_{m=1}^N [ \ln( \rho_{\text{cal}}(y, L_m) ) - \ln( \rho_{\text{med}}(L_m) ) ]^2 \\ \text{sujeto a:} \quad & y = \begin{pmatrix} \rho_1 \\ \rho_2 \\ \rho_3 \\ \rho_4 \\ E_1 \\ E_2 \\ E_3 \end{pmatrix} \in \mathbb{R}_0^+ \end{aligned} \quad (4.2)$$

Donde  $\rho_1, \rho_2, \rho_3, \rho_4$  y  $E_1, E_2, E_3$  son las resistividades y espesores de los estratos de la primera, segunda, tercera y cuarta capa, respectivamente.

Se utiliza la función de Matlab `fminsearch()`, introducida en la versión R2006a [28], para resolver el problema planteado, esta utiliza el algoritmo simplex de Nelder-Mead [29], el cual intenta minimizar una función escalar no lineal de  $n$  variables solo tomando valores de la función, sin obtener ninguna información de la derivada (ni implícita ni explícitamente), a través de una sucesión de algoritmos simplex, en los cuales se realiza una variación de 5% en cada una de las componentes de la solución inicial  $y_0$ .

Para obtener una curva patrón de suelos de prospección geoelectrica, primero es necesario determinar el potencial que se produce en un punto de la superficie del terreno, cuando se inyecta en él una corriente puntual de magnitud  $I$ . Dependiendo de la configuración de electrodos utilizada, la diferencia de potencial medida se obtiene por superposición de los efectos de las distintas fuentes o electrodos de corriente [5].

Luego para determinar el potencial que se produce en un punto de la superficie, existen básicamente dos procedimientos [5]. El primer procedimiento consiste en utilizar el método de las imágenes, desarrollado por Maxwell [30]. Este método es de fácil aplicación al caso de un terreno formado por solo 2 estratos. Sin embargo, su uso se torna más complejo para un número mayor de estratos [5].

El segundo método, consiste en la integración de la ecuación de Laplace, sujeta a las condiciones de contorno presentes en un sistema estratificado, como el de la Fig. (2.2). Este método fue aplicado por primera vez por S. Stefanescu y los hermanos C. y M. Schlumberger

en 1930 [31]. De acuerdo a este método, la solución general del potencial en un punto ubicado a una distancia radial  $r$  de una fuente puntual de corriente  $I$ , es:

$$\phi(r) = \frac{\rho_1 I}{2\pi} \left[ \frac{1}{r} + 2 \int_0^\infty \Theta_{1,n}(K, E, \lambda) J_0(r\lambda) d\lambda \right] \quad (4.3)$$

Donde:

- $\Theta_{1,n}(K, E, \lambda)$ : Es la función kernel o función característica de Stefanescu, determinada por las condiciones de borde en las interfaces entre los distintos  $n$  estratos que conforman el terreno. El primer subíndice se refiere al primer estrato.
- $J_0(r\lambda)$ : Es la función de Bessel de primera especie y orden cero.
- $\lambda$ : Es la variable de integración.
- $\rho_1$ : Es la resistividad del estrato superior del terreno.
- $I$ : Es la corriente inyectada en el origen  $r = 0$ .

La función kernel  $\Theta_{1,n}(K, E, \lambda)$  se define en función de la variable de integración  $\lambda$ , de los coeficientes de reflexión en las interfaces entre estratos:

$$K_i = \frac{\rho_{i+1} - \rho_i}{\rho_{i+1} + \rho_i} \quad (4.4)$$

y de los espesores  $E_i$  de los estratos ( $1 \leq i \leq n$ ); según [27] la función de Stefanescu se puede expresar como:

$$\Theta_{1,n} = \frac{P_n(u)}{H_n(u) - P_n(u)} \quad (4.5)$$

Donde:  $u = e^{-2\lambda}$

A su vez,  $P_n$  y  $H_n$  son polinomios en  $u$ , que pueden obtenerse aplicando las siguientes expresiones recursivas [27]:

$$\begin{aligned} P_{i+1} &= P_i(u) + H_i(u^{-1})K_i u^{h_i} \\ H_{i+1} &= H_i(u) + P_i(u^{-1})K_i u^{h_i} \end{aligned} \quad (4.6)$$

con  $P_1 = 0$  y  $H_1 = 1$ . Por otro lado:  $h_i = E_1 + E_2 + \dots + E_i$ , es la profundidad hasta el final del estrato  $i$ .

El método propuesto por Mooney, Orellana, Pickett y Tornheim, consiste en expandir la función característica de Stefanescu a un número suficientemente grande de términos, tal que se garantice una adecuada exactitud de los valores obtenidos [27]. De acuerdo a este método, la función característica se expande como:

$$\Theta_{1,n} = \sum_{N=1}^{\infty} Q(N)u^N, \quad u = e^{-2\lambda} \quad (4.7)$$

Donde  $Q(N)$  es un coeficiente a determinar, función de las resistividades de los estratos y sus espesores, e independiente de la configuración utilizada y de las distancias entre los electrodos.

Sobre esta base, la expresión (4.3) para el potencial en un punto cualquiera sobre la superficie del terreno, se puede integrar y se obtiene la siguiente expresión [27]:

$$\phi(r) = \frac{\rho_1 I}{2\pi} \left[ \frac{1}{r} + 2 \sum_{N=1}^{\infty} \frac{Q(N)}{\sqrt{r^2 + (2N)^2}} \right] \quad (4.8)$$

Luego la expresión de la expresión de la resistividad aparente para la configuración de Schlumberger, adopta la siguiente forma [27]:

$$\rho_{\text{cal,(S)}} = \rho_1 \left( 1 + 2 \sum_{N=1}^{\infty} Q(N) \left[ \frac{1}{\left( 1 + \left( \frac{2N}{L} \right)^2 \right)^{3/2}} \right] \right) \quad (4.9)$$

Para calcular los coeficientes  $Q(N)$ , primero deben determinarse los valores de  $P(N)_n$  y  $H(N)_n$ , aplicando las siguientes relaciones recursivas [27]:

$$\begin{aligned} P(N)_{i+1} &= P(N)_i + K_i H(D_i - N)_i \\ H(N)_{i+1} &= H(N)_i + K_i P(D_i - N)_i \end{aligned} \quad (4.10)$$

con  $P(0)_i = 0$ ,  $H(0)_i = 0$  para toda  $i$  capas.

Los valores de los coeficientes de los polinomios  $P(N)_i$  y  $H(N)_i$  se calculan hasta un valor de  $N = h_{n-1}$ , donde  $h_{n-1}$  es la profundidad hasta el final del estrato  $n-1$ . Particularmente para un suelo de  $i = 4$  capas se obtienen los siguientes coeficientes:

$$\begin{aligned} P(E_1)_4 &= K_1, & H(0)_4 &= 1 \\ P(E_1 + E_2 + E_3)_4 &= K_3, & H(E_2 + E_3)_4 &= K_1 \cdot K_3 \end{aligned} \quad (4.11)$$

Si  $E_2 \neq E_3$ , se tiene que:

$$\begin{aligned} P(E_1 + E_3)_4 &= K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, & H(E_3)_4 &= K_2 \cdot K_3 \\ P(E_1 + E_2)_4 &= K_2, & H(E_2)_4 &= K_1 \cdot K_2 \end{aligned} \quad (4.12)$$

Si  $E_2 = E_3$ , se tiene que:

$$P(E_1 + E_2)_4 = K_2 + K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad H(E_2)_4 = K_1 \cdot K_2 + K_2 \cdot K_3 \quad (4.13)$$

Una vez determinados los valores de  $P(N)_n$  y  $H(N)_n$ , los coeficientes de  $Q(N)$  se calculan con la expresión [27]:

$$Q(N) = P(N) + \sum_{j=1}^d [P(j) - H(j)] Q(N - j) \quad (4.14)$$

Donde  $d$  es el mínimo entre los enteros  $h_{n-1}$  y  $N - 1$ .

Por tanto se implementa en Matlab el método propuesto por Mooney, Orellana, Pickett y Tornheim [27], para obtener la curva patrón de un suelo de 4 capas; y se minimiza la suma del error cuadrático entre el conjunto de mediciones de campo de resistividad aparente y el conjunto de puntos de la curva patrón, mediante la función de Matlab `fminsearch()`, que utiliza el algoritmo simplex de Nelder-Mead [29].

Para determinar la resistividad y los espesores de los estratos, se interpreta la curva promedio de las medidas de resistividad de los 3 sondeos, tal como se indica en la referencia [13]. Sin embargo, también se interpreta las medidas de resistividad de campo de cada sondeo, para evaluar los cambios laterales en la resistividad del suelo.

#### 4.4. Determinación máxima corriente de falla residual

En un parque fotovoltaico, las fallas residuales en corriente continua presentan un menor riesgo eléctrico para el personal, a diferencia de las fallas en corriente alterna, porque

los límites permisibles de voltaje de paso y contacto son más altos en corriente continua, y la elevación del potencial de la malla de tierra es inferior en comparación con los escenarios de fallas en subestaciones de corriente alterna [32]. Debido a estas razones, en el presente estudio no se abordarán las fallas residuales en corriente continua.

Por otro lado, las fallas de corriente alterna en sistemas de baja tensión, pueden poseer una alta magnitud de corriente, y por ello, presentar condiciones desfavorables de elevación de potencial de la malla de tierra, y solicitaciones de tensión de paso y contacto. Sin embargo, debido a los bajos tiempos de actuación de los equipos de protección, los riesgos por choque eléctrico de corrientes de falla a tierra son menores que en alta tensión [32].

Por tal motivo, el estándar IEEE 2778-2020 [33], sugiere que en una instalación fotovoltaica, por lo general, las peores fallas residuales en corriente alterna se producen en el sistema de alta tensión, o en el sistema de media tensión. En el presente estudio, se utilizan los principales resultados del estudio de cortocircuito del parque Diego de Almagro, para determinar las posibles fallas residuales de corriente alterna en los sistemas de baja, media y alta tensión, con el fin de detectar la máxima corriente residual dispersada por la malla de tierra.

#### **4.4.1. Corriente de falla en sistemas de baja tensión**

A partir del diagrama unilineal simplificado, Fig. (3.2), se observa que los sistemas en baja tensión de corriente alterna, se componen de unidades convertoras y transformadores elevadores, donde los devanados primarios y secundarios de los transformadores presentan una conexión en estrella con neutro a tierra, mientras que los devanados terciarios presentan una conexión en delta de media tensión. Por ello, dado que los devanados del primario y secundario presentan una conexión con neutro a tierra, frente a una falla desequilibrada en las fases de baja tensión, se produce una corriente residual que retorna a los neutros de los transformadores y se dispersa por la malla de tierra hacia el terreno de la instalación.

En general, se considera que los inversores aportan corriente de cortocircuito durante un tiempo muy breve (no más allá de 50 [ms] desde la ocurrencia de la falla) [34], tras lo cual, por acción de sus sistemas de control solo pueden dejar de entregar corriente de manera controlada hasta un máximo de 1,2 [p.u.] [35]. Según las características de los inversores, la máxima contribución de corriente de cortocircuito de las unidades convertoras corresponde a  $1,63 \text{ [kA]}_{\text{RMS}}$ .

Por tanto, dado que en la planta existen cabinas de conversión con hasta 3 unidades

inversoras, la peor corriente de falla a tierra en baja tensión, se encuentra limitada por la máxima contribución de corriente de cortocircuito de las unidades convertoras, de esta forma, en el peor escenario se podría originar una corriente de falla residual de  $4,89 \text{ [kA]}_{\text{RMS}}$ .

#### 4.4.2. Corriente de falla en sistema de media tensión

Al estudiar el sistema de media tensión, se observa que tanto los devanados de los transformadores elevadores como los devanados de los transformadores de poder en el tramo de media tensión presentan una conexión de tipo delta. Por tanto, frente a una falla residual en el sistema de media tensión no hay retornos por los neutros de los transformadores, debido a que no existe una conexión física.

De acuerdo al diagrama unilineal simplificado de la Fig. (3.2), se muestra que en la barra Emelda P2 hay un generador con devanados en conexión estrella y neutro aterrizado mediante una impedancia limitadora, la cual según los antecedentes del proyecto, presenta un valor de  $60 \text{ [\Omega]}$ . A partir de los resultados del estudio de cortocircuito del parque fotovoltaico Diego de Almagro, se observa que la corriente que alimenta este generador frente a una falla monofásica a tierra en la barra Emelda P2, corresponde a  $0,12 \text{ [kA]}_{\text{RMS}}$ , y frente a una falla bifásica a tierra en la misma barra, corresponde a  $0,07 \text{ [kA]}_{\text{RMS}}$ .

Por otro lado, se observa que las corrientes residuales que retornan por el neutro frente a una falla desequilibrada en la barra Emelda P1 son nulas, debido a que el generador conectado en esta barra se encuentra levantado de la puesta a tierra, y los devanados de los transformadores elevadores y de poder presentan una conexión en delta, la cual no permite corrientes de retorno por los neutros de los transformadores. Por tanto, la máxima corriente residual que se puede originar en el sistema de media tensión corresponde a  $0,12 \text{ [kA]}_{\text{RMS}}$ .

#### 4.4.3. Corriente de falla en sistema de alta tensión

En el diagrama unilineal simplificado, Fig. (3.2), se observa que los devanados terciarios en los tramos de alta tensión de los transformadores de poder se encuentran conectados en estrella con neutro a tierra. Además, el sistema de media tensión se conecta a la S/E Diego de Almagro, mediante una línea de  $2,5 \text{ [km]}$ , que no posee cable de guarda. Por tanto, una falla desequilibrada entre las fases produce una corriente residual que retorna por los neutros de los transformadores, y se dispersa por la malla de tierra hacia el terreno de la instalación.

Según el estudio de cortocircuito del parque fotovoltaico Diego de Almagro, las corrientes residuales que retornan por el neutro de los transformadores frente a una falla monofásica



a tierra en la barra Emelda H, corresponde a  $8,15 \text{ [kA]}_{\text{RMS}}$ , y frente a una falla bifásica a tierra en la misma barra, corresponde a  $10,56 \text{ [kA]}_{\text{RMS}}$ . Por tanto, la corriente de falla a tierra más peligrosa ocurre en el sistema de alta tensión y presenta un valor de  $10,56 \text{ [kA]}_{\text{RMS}}$ .

#### 4.4.4. Estimación corriente asimétrica máxima de falla residual dispersada por la malla de tierra

Para obtener un diseño seguro de una puesta a tierra, es necesario que los cálculos de la corriente de cortocircuito consideren la falla a tierra más peligrosa, la cual está asociada con el valor más alto de la corriente simétrica de falla residual [13]. Esta última se define como la porción de la corriente simétrica de falla a tierra que fluye por el sistema de puesta a tierra hacia el terreno circundante. El valor RMS de la corriente simétrica de falla que dispersa la malla de tierra,  $I_g$ , está dado por [13]:

$$I_g = S_f \cdot I_f \quad (4.15)$$

Donde  $I_f$  es el valor RMS de la corriente de falla a tierra, la cuál se denomina simétrica porque no considera el efecto de la componente de corriente continua de falla, y  $S_f$  es el factor de división de corriente.

El factor de división de corriente está acotado entre 0 y 1, y separa la parte de la corriente simétrica de falla a tierra que fluye desde la puesta a tierra hacia los cables guardia, conductores neutros o tuberías metálicas enterradas. Sin embargo, la corriente de falla a tierra suele ser asimétrica, por tanto, para el diseño de mallas de tierra, se debe estimar un valor RMS equivalente de la corriente de malla que considere la asimetría de la corriente de falla. Esta corriente equivalente RMS, se denomina corriente asimétrica máxima de falla residual,  $I_G$ , y está dada por [13]:

$$I_G = D_f \cdot I_g \quad (4.16)$$

Donde  $D_f$  es un factor de corrección que considera el *offset* que introduce la componente de corriente continua en la corriente simétrica de falla residual. Este factor depende de la duración de la falla,  $t_f$ , y de la razón entre la reactancia inductiva y la resistencia del sistema en la ubicación de la falla,  $X/R$ , que indica la tasa de caída de la componente de corriente continua. El factor de corrección,  $D_f$ , está dado por [13]:

$$D_f = \sqrt{1 + \left(\frac{T_a}{t_f}\right) \cdot \left(1 - e^{-2t_f/T_a}\right)} \quad (4.17)$$

Donde  $T_a$  es la constante de tiempo del *offset* que introduce la componente de corriente continua, es equivalente a  $X/(\omega R)$ .

Con respecto al caso de estudio, se observa que una falla bifásica a tierra en la barra Emelda H de 110 [kV], ubicada en la subestación eléctrica de la central térmica Emelda, produce la máxima corriente asimétrica residual. En este caso, dado que la línea que conecta la S/E Emelda con la S/E Diego de Almagro no presenta cable de guarda, el factor de división de corriente simétrica de falla residual es igual a 1.

De esta forma la corriente simétrica de falla residual dispersada por la malla de tierra de la S/E Emelda  $I_g$  es igual a 10,56 [kA]<sub>RMS</sub>, según la expresión (4.15). De acuerdo al estudio de cortocircuito del parque Diego de Almagro, la razón entre la reactancia inductiva y la resistencia del sistema en la barra Emelda H frente a una falla bifásica a tierra,  $X/R$ , corresponde a 12,73 [-].

Por otro lado, el tiempo de despeje de falla,  $t_f$ , se escoge según lo indicado en el Artículo 5-40 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [20], el cual establece que el máximo tiempo de despeje efectivo para fallas en líneas y transformadores del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV] corresponde a 20 ciclos (400 [ms]).

En función de los parámetros definidos anteriormente, se procede a determinar el factor de corrección  $D_f$  y la máxima corriente asimétrica de falla residual en el parque, según las expresiones (4.17) y (4.16), respectivamente. De esta manera, se obtiene un factor de corrección de  $D_f = 1,0494$  [-] y una máxima corriente asimétrica de falla residual  $I_G = 11,082$  [kA]<sub>RMS</sub>.

#### 4.5. Dimensionamiento sección conductores de malla de tierra

Cada elemento del sistema de puesta a tierra, incluidos los conductores de la red, los cables de conexión, y todos los electrodos primarios; deben estar diseñados de manera tal, que resistan la fusión y el deterioro mecánico en la combinación más adversa de una falla en la instalación. Por ello, la selección adecuada del material conductor mantendrá la integridad de un sistema de conexión a tierra durante la vida útil del proyecto [4].

Se considera utilizar conductores de cobre desnudo para el tendido de la puesta a tierra, dado que además de su alta conductividad, presentan una alta resistividad a la corrosión del suelo [4]. Para el dimensionamiento de los conductores el estándar IEEE 80-2013 [4], propone utilizar la fórmula de Sverak [3], ecuación (2.19). Por tanto, se emplea esta expresión para

obtener la sección de los conductores, a continuación, se presentan los parámetros utilizados.

$$\begin{array}{llll}
 I_F & : & 11,082 & [\text{kA}]_{\text{RMS}} \quad , \quad t_d & : & 0,4 & [\text{seg}]. \\
 T_m & : & 1.084 & [^\circ\text{C}] \quad , \quad K_0 & : & 242 & [^\circ\text{C}]. \\
 T_a & : & 40 & [^\circ\text{C}] \quad , \quad T_r & : & 20 & [^\circ\text{C}]. \\
 \alpha_0 & : & 0,00413 & [1/^\circ\text{C}] \quad , \quad \alpha_r & : & 0,00381 & [1/^\circ\text{C}]. \\
 \rho_r & : & 1,78 & [\mu\Omega \cdot \text{cm}] \quad , \quad \text{TCAP} & : & 3,4 & [\text{J}/(\text{cm}^3 \cdot ^\circ\text{C})].
 \end{array}$$

Al aplicar la fórmula de Sverak, se obtiene una sección de 25 [mm<sup>2</sup>] o #3 [AWG]. Sin embargo, por lo general, el tamaño del conductor seleccionado suele ser más grande que el calculado, debido a diversos factores, como [36]:

- El conductor debe resistir los esfuerzos mecánicos esperados y a la corrosión durante la vida útil de la instalación.
- El conductor debe tener una alta conductancia para prevenir caídas de tensión peligrosas durante una falla.
- La necesidad de limitar la temperatura del conductor.
- Debe aplicarse un factor de seguridad a la instalación de la puesta a tierra y a los demás componentes eléctricos.

Por ello, se acostumbra a emplear como calibre mínimo el #2/0 [AWG] o de 70 [mm<sup>2</sup>], con el fin de mejorar la rigidez mecánica de la malla y soportar la corrosión [36]. En el parque Diego de Almagro, se emplea un calibre de #2/0 [AWG] para el tendido de la malla de media tensión, el cual une las puesta a tierra de todas las cabinas convertidoras entre sí, con la puesta a tierra de la Delivery Station. Además, cada cabina convertidora dispone de una malla local de baja tensión, que emplea conductores de calibre de 50 [mm<sup>2</sup>], y que queda unida al conductor de interconexión.

De esta forma, para este estudio se decide conservar los calibres empleados en el parque Diego de Almagro, dado que presentan un valor adecuado y cumplen con lo dispuesto en el estándar IEEE 80-2013 [4]. Por otro lado, se estudia la dimensión de los conductores activos de la instalación, para verificar si la sección escogida de los conductores de la puesta a tierra, cumple con las recomendaciones dispuestas en la norma chilena para instalaciones de baja tensión [2].

Según el diagrama unilineal general del parque fotovoltaico Diego de Almagro [6], la máxima sección de conductores activos en media tensión corresponde a 240 [mm<sup>2</sup>], y en baja tensión corresponde a 4 [mm<sup>2</sup>]. Por tanto, a partir de la Tabla (2.2) la sección nominal del conductor de puesta a tierra debe ser igual o superior a 50 [mm<sup>2</sup>], según la norma chilena NCh4/2003. De esta forma, el calibre seleccionado para la malla de tierra de media tensión (70 [mm<sup>2</sup>]) y el calibre seleccionado en los conductores de la malla de tierra de baja tensión (50 [mm<sup>2</sup>]), cumple con lo indicado en la norma chilena para instalaciones de baja tensión.

#### 4.6. Estimación límites de sollicitación de voltaje

En una puesta a tierra, las máximas sollicitaciones de voltaje deben ser inferiores a los valores tolerables por el cuerpo humano. Estos límites dependen de la resistividad del suelo y del tiempo de exposición al choque eléctrico. Se derivan de las corrientes tolerables por las personas, tal que, no produzcan fibrilación ventricular con un 99,5% de probabilidad. Sin embargo, solo se consideran las expresiones de voltaje entre pies y contacto, debido a que el riesgo de una sollicitación peligrosa entre manos en el interior de una instalación es muy reducida [5].

En el caso de estudio, se emplean límites tolerables de tensión de contacto y paso, para una persona con un peso de 50 [kg] (caso conservador), ecuaciones (2.8) y (2.9). Por lo general, las mallas de tierra convencionales, están cubiertas con una capa de un material de alta resistividad. En estas condiciones, la tensión de paso y contacto está determinada en gran medida por las características del biestrato [5].

En los subcampos, a diferencia de la subestación eléctrica Emelda, no es rentable utilizar una capa superficial de alta resistividad,  $\rho_s$ . Por tanto, se determina una capa de resistividad superficial equivalente a las dos primeros estratos del terreno, con el fin de obtener una resistividad que no presente una variación significativa frente a cambios de temperatura y humedad [13].

Por otro lado, el parque fotovoltaicos Diego de Almagro, posee un vallado perimetral metálico, instalado sobre cimientos de concreto, con una separación de 3 [m] de la planta, de acuerdo al plano de disposición general del parque, Fig. (3.3). Según el Código Nacional de Seguridad Eléctrica (NESC, por su siglas en inglés), las cercas metálicas que rodean a un parque fotovoltaico requieren una conexión a tierra [37, 33].

Por tanto, se emplean cables de derivación para conectar el cerco perimetral a las mesas de los subcampos circundantes. Dado que el vallado está instalado sobre cimientos

de concreto, no realiza un aporte significativo a la resistencia de la puesta a tierra; y solo se considera como una zona de posible sollicitación de tensión, sometida al potencial que adquiere la malla de tierra. De esta forma, para obtener un diseño rentable, se utiliza un límite de tensión de paso y contacto menos conservador, que considera una capa de resistividad superficial equivalente al primer estrato del terreno, de acuerdo a [33].

#### **4.7. Diseño inicial malla de tierra parque fotovoltaico**

Las limitaciones de los parámetros físicos de una malla de puesta a tierra están basadas en las restricciones físicas y económicas de la misma [36]. Por ello, siguiendo las recomendaciones del estándar IEEE 2778-2020 [33], se propone una malla de tierra que utiliza las canalizaciones de los cableados, y considera como parte del sistema de puesta a tierra los sistemas auxiliares del parque (postes de soporte de mesas) [38].

El diseño inicial, según lo indicado en el estándar IEEE 2778-2020 [33], contempla la interconexión de las mallas de tierra de los centros de conversión, con la malla de tierra principal, y la malla de tierra de la subestación eléctrica, tal como se muestra en la Fig. (4.4). Por tanto, para el diseño inicial de la malla de tierra principal, se propone utilizar las canalizaciones de media tensión y unir la puesta a tierra de las cabinas convertidoras entre sí, con la puesta a tierra de la sala eléctrica, la puesta a tierra de la sala de control, y la puesta a tierra de la central térmica.

Con respecto, a la malla de tierra de los centros de conversión, esta se ubica en cada sub-campo, y está conformada por la malla de tierra de la propia cabina de conversión, y por la malla de tierra de los módulos fotovoltaicos. La conexión física entre estas dos mallas se realiza mediante una barra colectora de tierra contenida en la cabina de conversión.

El diseño de la malla de tierra de los módulos fotovoltaicos, contempla como parte del sistema de puesta a tierra, los perfiles de acero de las mesas que soportan los módulos fotovoltaicos, dado que actúan como electrodos verticales [13]. Por tanto, en el tendido se utiliza las canalizaciones de baja tensión y mediante cables de derivación se conectan las mesas de los módulos fotovoltaicos.

En cuanto al diseño de las mallas de tierra de las propias cabinas convertidoras, de la sala eléctrica, y de la sala de control; se propone un bucle alrededor del contenedor, con electrodos verticales en cada una de las cuatro esquinas, según lo indicado en la referencia [38].

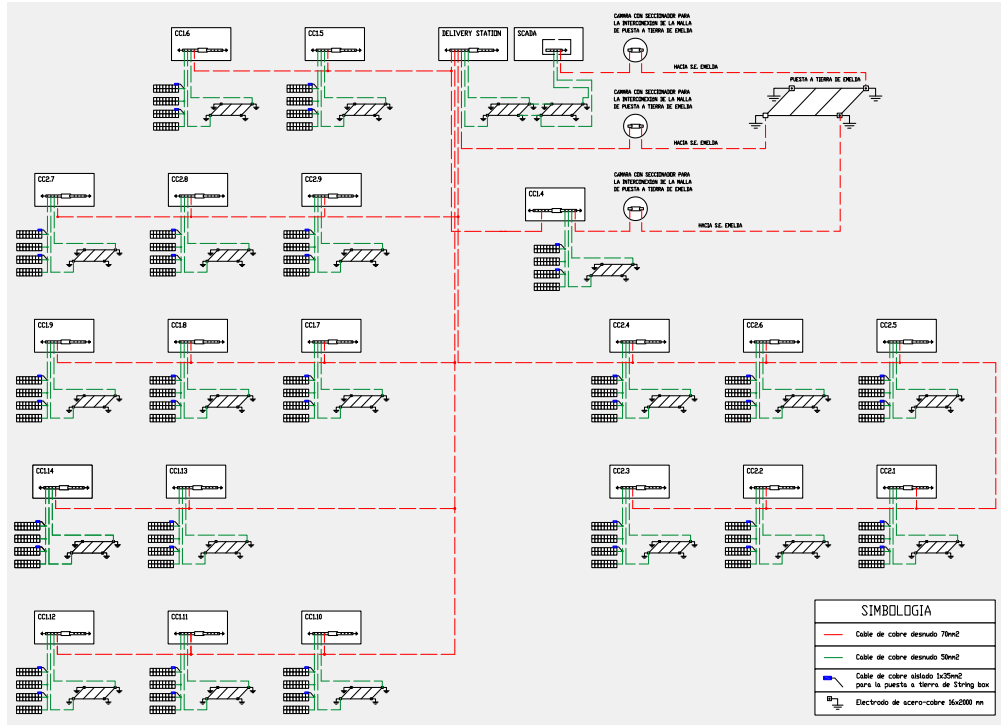


Fig. 4.4: Esquema diseño inicial malla de tierra parque fotovoltaico Diego de Almagro.

#### 4.8. Cálculo resistencia de malla de tierra

Por lo general, la superficie que abarca una malla de tierra corresponde al área que cubren los paneles fotovoltaicos [13], por tanto, según los antecedentes presentados en la sección (3), la malla de tierra presentaría una extensión de 65 [ha].

Las grandes dimensiones del parque suponen limitaciones computacionales para el modelo y cálculo de resistencia de la puesta a tierra [38]. Para solucionar esto, se propone dividir la malla de tierra en diferentes partes o sub-mallas.

De este modo, cada sub-malla se puede considerar como un electrodo cuya resistencia propia  $R_{ii}$  se determina a partir de las expresiones analíticas presentadas en la sección (2.4), y las resistencias mutuas  $R_{ij}$  entre las mallas se pueden determinar representándolas como semi-esferas o fuentes radiales de corriente ubicadas en los centros de gravedad del área que cubren [5]. A partir de la siguiente expresión [39]:

$$R_{ij} = \frac{\rho}{2\pi s_{ij}} \quad (4.18)$$

Donde  $s_{ij}$  es la distancia entre los centros de las mallas. Esta expresión es válida para

distancias  $s_{ij}$  iguales o superiores a  $\sqrt{A_i}$  y  $\sqrt{A_j}$ , donde  $A$  es el área que cubren las mallas de tierra  $i$  y  $j$ , respectivamente [39].

De esta forma se subdivide la puesta a tierra del parque, en la malla de tierra de los centros de conversión, la malla de tierra principal, la malla de tierra de la sala eléctrica, la malla de tierra de la sala de control, y la malla de tierra de la central térmica. A continuación se presenta la metodología empleada en el cálculo de la resistencia de cada malla de tierra y el en cálculo de la resistencia general del parque.

#### 4.8.1. Resistencia malla de tierra principal

El diseño inicial, contempla una malla de tierra que utiliza las canalizaciones de media tensión y une la puesta a tierra de las cabinas convertidoras entre sí, con la puesta a tierra de la sala eléctrica, la puesta a tierra de la sala de control, y la puesta a tierra de la central térmica.

Dado que el tendido de la malla de tierra utiliza las canalizaciones del cableado de media tensión, se registra en Matlab las coordenadas del trazado de las canalizaciones de media tensión del parque fotovoltaico Diego de Almagro, Fig. (4.5). Para realizar un cálculo preciso de la resistencia de la malla de tierra principal, se secciona el conductor de interconexión en segmentos de 10 [m], de acuerdo a la referencia [5]. Luego una vez registrada la malla de tierra, se utiliza el módulo de cálculo de resistencia y corrientes dispersadas por elementos, descrito en la sección (A.1), el cual permite calcular la resistencia de una malla de tierra conformada por una combinación arbitraria de electrodos interconectados entre sí.

Con respecto a la profundidad del tendido de la malla de tierra principal, se considera igual a la profundidad de las canalizaciones de media tensión, según la sección (3.5) corresponde a 0,7 [m]. El calibre de los conductores de la malla de tierra se determina en la sección (4.5), y corresponde a #2/0 [AWG] equivalentes a 70 [mm<sup>2</sup>].

En cuanto a la resistividad de suelo empleada, cabe destacar que la mayoría de los procedimientos de análisis y diseño de mallas de tierra, están basados en el supuesto de un terreno homogéneo compuesto por dos estratos, uno superior de espesor finito, seguido de un medio de distinta resistividad de profundidad infinita [21].

Por tanto, se utiliza el criterio propuesto por Yakobs, ecuaciones (2.11) - (2.18), para reducir el modelo general del terreno estratificado a un modelo práctico simplificado, conformado por dos medios. Se considera la recomendación de la referencia [5], que sugiere para el

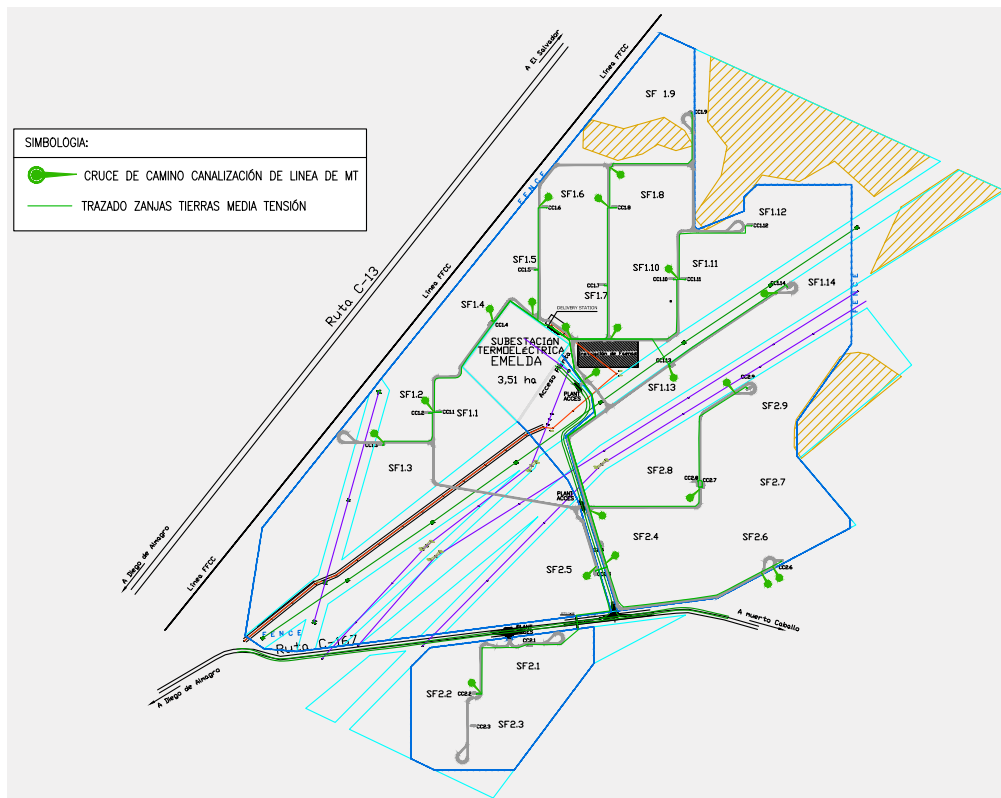


Fig. 4.5: Plano trazado canalizaciones media tensión, parque fotovoltaico Diego de Almagro.

cálculo de la resistencia de la puesta a tierra, incluir en la primera capa equivalente todas las capas reales alcanzadas por los elementos de la puesta a tierra.

#### 4.8.2. Resistencia malla de tierra centros de conversión

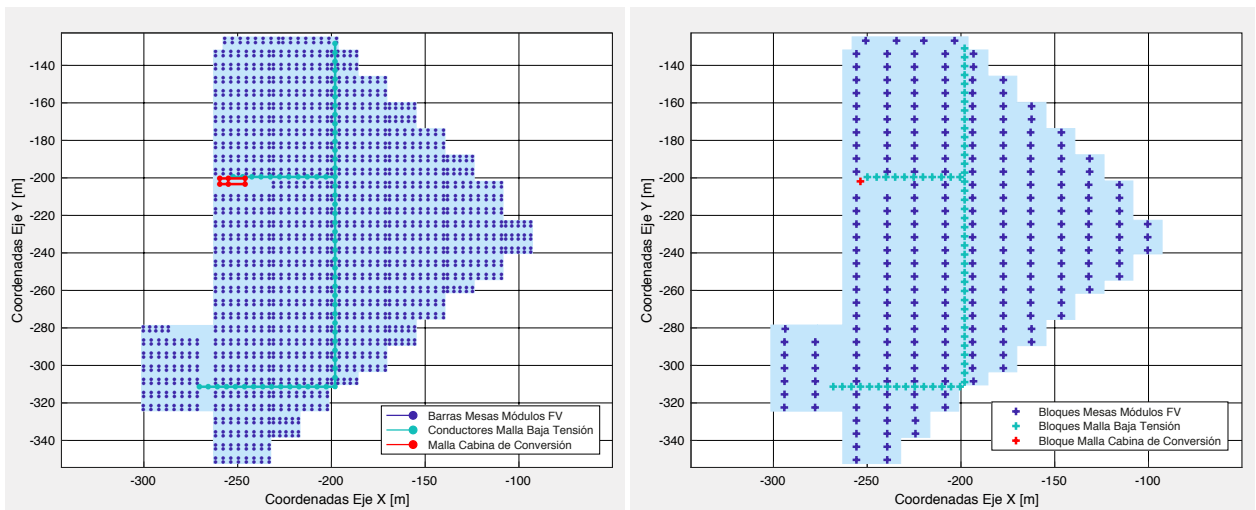
La malla de tierra de los centros de conversión, está ubicada en cada sub-campo, y se encuentra conformada por la malla de tierra de la propia cabina de conversión, y por la malla de tierra de los módulos fotovoltaicos. El diseño inicial de la primera sub-malla contempla un bucle alrededor del centro de conversión, con electrodos verticales en cada una de las cuatro esquinas, según lo indicado en la referencia [38].

Por otro lado, el diseño inicial de la malla de tierra de los módulos fotovoltaicos, contempla el uso de los perfiles de acero de las mesas que soportan los módulos, los cuales mediante cables de derivación interconectan las mesas, y se unen a un cable desnudo que utiliza las canalizaciones de baja tensión; este conductor conforma la malla de baja tensión, y establece la conexión física entre las mesas y la barra colectora de la puesta a tierra de la cabina de conversión.



Las limitaciones de software generalmente impiden modelar de forma completa el sistema de puesta a tierra del parque fotovoltaico. Por ejemplo, según el plano de disposición del parque Diego de Almagro, Fig. (3.3), en el subcampo SF 1.1 para soportar las mesas de los paneles se emplean 1.968 barras, lo cual por la cantidad de elementos supone un desafío importante de cálculo. Para sobrepasar estas limitaciones, el estándar IEEE 2778-2020 [33], sugiere emplear un método híbrido, en el cual bloques de paneles fotovoltaicos se reduzcan a varillas de tierra equivalente.

En vista de lo considerado, se plantea reducir la configuración de barras dispuesta en una mesa de módulos fotovoltaicos, a un bloque equivalente, tal como se muestra en la Fig. (4.6). Donde la resistencia propia del bloque corresponda a la resistencia del conjunto, y la resistencia mutua sea equivalente a la de una fuente de corriente radial, ubicada en el centro de gravedad del área que cubre, según la ecuación (4.18).



(a) Malla de tierra completa.

(b) Malla de tierra simplificada.

Fig. 4.6: Reducción malla de tierra centro de conversión subcampo SF 1.1.

De esta forma, para determinar la resistencia de la puesta a tierra del subcampo, se reduce a bloques equivalentes: la malla de tierra de la cabina de conversión, y la malla de baja tensión; esta última es seccionada en bloques individuales de 5 metros, para realizar un cálculo preciso de la malla de tierra, de acuerdo a la referencia [5]. Luego, se emplean las expresiones presentadas en la sección (2.4) para el cálculo individual de la resistencia propia de la cabina de conversión, de los conductores que conforman la malla de baja tensión, y de las barras dispuestas en los bloques de paneles fotovoltaicos.

Para el cálculo de la resistencia general de la puesta a tierra del subcampo, se utiliza la

ecuación (4.18), la cual permite obtener la resistencia mutua entre dos fuentes de corriente radial. De esta forma, se puede armar la matriz de resistencia del subcampo, y se procede a su inversión, para determinar la resistencia general de la puesta a tierra y la distribución de las corrientes dispersadas por los bloques que la conforman.

Los perfiles de acero de las mesas que soportan los módulos presentan una longitud de 1,5 [m], un diámetro de 76 [mm], y se encuentran enterrados 1,1 [m] al nivel de la superficie. La profundidad del tendido de la malla de tierra de baja tensión corresponde a 0,6 [m], y se construye con conductores de calibre de 50 [mm<sup>2</sup>], según la sección (4.5). La profundidad del tendido de la malla de la cabina de conversión corresponde a 0,7 [m], y se construye con conductores de calibre de 70 [mm<sup>2</sup>] y barras copperweld de 5/8" × 2 [mt].

En cuanto a la resistividad de suelo considerada, cabe destacar que la mayoría de los procedimientos de análisis y diseño de mallas de tierra, están basados en el supuesto de un terreno homogéneo compuesto por dos estratos, uno superior de espesor finito, seguido de un medio de distinta resistividad de profundidad infinita [21]. Por tanto, para el cálculo de las resistencias propias de los bloques se emplea un terreno conformado por dos medios, tal que, en la primera capa se incluyan todos los elementos que conforman la puesta a tierra [5].

Dado que se propone un método híbrido aproximado, que reduce a bloques equivalentes las resistencias propias de grupos de elementos, que conforman la puesta a tierra del subcampo; para el cálculo de las resistencias mutuas entre estos bloques, se emplea un suelo de resistividad uniforme, determinado por el criterio propuesto por Yakobs, ecuaciones (2.11) - (2.18), el cual permite reducir el modelo general de un terreno estratificado a un modelo práctico simplificado [5].

### **4.8.3. Resistencia malla de sala eléctrica y sala de control**

El diseño inicial de la malla de tierra de la sala eléctrica, y de la sala de control, considera un bucle alrededor de ambos contenedores, con electrodos verticales en cada una de sus cuatro esquinas, de acuerdo a la referencia [38]. Para ello, a partir del plano de disposición de la planta fotovoltaica, Fig. (3.3), se registra en Matlab las coordenadas de los contenedores, luego se utiliza el módulo de cálculo de resistencia y corrientes dispersadas por elementos, descrito en la sección (A.1), el cual permite calcular la resistencia de una malla de tierra conformada por una combinación arbitraria de electrodos interconectados entre sí.

Con respecto a la profundidad del tendido de la malla de tierra, se considera igual a la profundidad de las canalizaciones de media tensión, según la sección (3.5) corresponde a

0,7 [m]. El calibre de los conductores de la malla de tierra se determina en la sección (4.5), y corresponde a #2/0 [AWG] equivalentes a 70 [mm<sup>2</sup>], también se utilizan barras copperweld de 5/8" × 2 [mt]. En cuanto a la resistividad de suelo empleada, se utiliza el criterio propuesto por Yakobs, ecuaciones (2.11) - (2.18), para reducir el modelo general del terreno estratificado a un modelo práctico simplificado, conformado por dos medios, tal que, en la primera capa se incluyan todos los elementos que conforman la puesta a tierra [5].

#### **4.8.4. Resistencia malla de tierra central térmica**

La malla de tierra de la central térmica, forma parte del sistema de puesta a tierra de la central Emelda, presentado en la sección (3.4). A partir del plano de disposición del sistema de puesta a tierra de la central Emelda, Fig. (3.4), se registra en Matlab las coordenadas de la malla de tierra, y luego se utiliza el módulo de cálculo de resistencia y corrientes dispersadas por elementos, descrito en la sección (A.1), para calcular la resistencia de la malla de tierra de la central térmica.

Con respecto a la profundidad del tendido de la malla de tierra, según la sección de antecedentes (3.4) corresponde a 0,8 [m], y el calibre de los conductores de la malla de tierra corresponde a 4/0 [AWG]. En cuanto a la resistividad de suelo empleada, se utiliza el criterio propuesto por Yakobs, ecuaciones (2.11) - (2.18), para reducir el modelo general del terreno estratificado a un modelo práctico simplificado, conformado por dos medios, tal que, en la primera capa se incluyan todos los elementos que conforman la puesta a tierra [5].

#### **4.8.5. Resistencia malla de tierra subestación eléctrica Emelda**

La malla de tierra de la subestación eléctrica Emelda, forma parte del sistema de puesta a tierra de la central Emelda, descrito en la sección (3.4). A partir del plano de disposición del sistema de puesta a tierra de la central Emelda, Fig. (3.4), se registra en Matlab las coordenadas de la malla de tierra, y luego se utiliza el módulo de cálculo de resistencia y corrientes dispersadas por elementos, descrito en la sección (A.1), para calcular la resistencia de la malla de tierra de la subestación.

Con respecto a la profundidad del tendido de la malla de tierra, según la sección de antecedentes (3.4) corresponde a 0,6 [m], y el calibre de los conductores de la malla de tierra corresponde a 4/0 [AWG]. En cuanto a la resistividad de suelo empleada, se utiliza el criterio propuesto por Yakobs, ecuaciones (2.11) - (2.18), para reducir el modelo general del terreno estratificado a un modelo práctico simplificado, conformado por dos medios. Esta malla posee una capa superficial de gravilla de 10 [cm], con un valor de resistividad de 2.500 [ $\Omega$  m].

#### 4.8.6. Resistencia general parque fotovoltaico Diego de Almagro

La malla de tierra del parque fotovoltaico cubre una extensión de 65 [ha], las grandes dimensiones del parque suponen limitaciones computacionales para el modelo y cálculo de la resistencia de la puesta a tierra. Por tanto, se propone subdividir la puesta a tierra del parque, en la malla de tierra de los centros de conversión, la malla de tierra principal, la malla de tierra de la sala eléctrica y de control, y la malla de la central térmica.

Luego se procede a determinar, la resistencia propia de cada sub-malla y se interconectan considerando sus resistencias mutuas, de acuerdo a la ecuación (4.18). De esta forma se arma la matriz de resistencias del parque, y se obtiene la resistencia general del parque fotovoltaico Diego de Almagro. En caso de que el valor de la resistencia, sea superior al recomendado por la NCh. 4/2003 [2], se debe modificar el diseño. De lo contrario, se obtiene un diseño preliminar compatible de malla de tierra que presenta un valor de resistencia inferior a 5 [ $\Omega$ ].

Cabe destacar, que tanto la malla de tierra principal de media tensión y la malla de baja tensión de los subcampos, está tendida sobre zanjas de un ancho mucho mayor que el diámetro de los conductores, aproximadamente 60 [cm]. Estas zanjas, se rellenan con un material fino para conseguir un buen contacto entre el conductor y el terreno, y así facilitar el traspaso de la corriente. Sin embargo, este material no interviene en los cálculos de resistividad, pues la corriente que dispersa la malla, se difunde por un espacio mucho mayor; solo se considera en los casos de incorporación de materiales aditivos de alta conductividad [21].

El parque fotovoltaicos Diego de Almagro posee un vallado perimetral metálico, sobre cimientos de concreto, con una separación de 3 [m] de la planta, de acuerdo al plano de disposición general del parque, Fig. (3.3). De acuerdo, al Código Nacional de Seguridad Eléctrica (NESC, por su siglas en inglés), se emplean cables de derivación para conectar el cerco perimetral a las mesas adyacentes de los subcampos [37, 33]. Dado que los postes de acero del vallado no se encuentran en contacto directo con el terreno, no se consideran en los cálculos de resistencia de la puesta a tierra del parque [33].

#### 4.9. Corriente dispersada por elementos de puesta a tierra

La corriente dispersada por los elementos de la puesta a tierra, se determina por el producto entre el potencial que adquieren los elementos y la suma de los elementos de las filas de la matriz de admitancias, de acuerdo a la ecuación (2.25). Por tanto, una vez determinada

la resistencia de la malla de tierra, se procede al cálculo del potencial que adquiere la malla de tierra (GPR, por sus siglas en inglés); el cual está dado por el producto entre la corriente de falla y el valor de la resistencia de la puesta a tierra. Una vez determinado, es directo el cálculo de las corrientes dispersadas por los elementos que conforman la puesta a tierra.

#### **4.10. Determinación solicitaciones de voltaje en la instalación**

Para determinar las solicitaciones de voltaje, a las que puede quedar sometida el personal en las instalaciones del parque fotovoltaico, se emplea el módulo de cálculo del potencial inducido en la superficie, descrito en la sección (A.2), este módulo permite determinar las tensiones superficiales inducidas en cada instalación. Luego, se procede a determinar las zonas de contacto en cada sub-malla del parque fotovoltaico, en función de estas zonas, se emplean los módulos de solicitaciones de contacto y paso, presentados en las secciones (A.3) y (A.4), respectivamente. Estos módulos, entregan la máxima diferencia de potencial, a la cual puede quedar sometida una persona en las instalaciones del parque.

Las zonas de contacto a las que puede quedar expuesta el personal dependen de cada instalación. En el caso de la subestación eléctrica Emelda, se considera la superficie que cubre la malla de tierra, debido a que, el cerco perimetral se encuentra al interior de la malla de tierra. Sin embargo, en el caso de la Central Emelda, dado que es una zona más abierta, solo se consideran los puntos del terreno ubicados a una distancia máxima de un metro desde los puntos de posible contacto de manos con las partes metálicas del emplazamiento.

En el caso de los subcampos, como zonas de posible contacto, se considera la superficie del terreno que cubre la malla de la cabina de conversión, y los puntos del suelo ubicados a una distancia máxima de un metro desde las mesas de los módulos fotovoltaicos. Con respecto a las zonas de contacto de la cabina de la sala eléctrica y de la sala de control, dado que la malla de tierra contiene a ambas cabinas, solo se considera la superficie del terreno que cubre esta malla.

El parque fotovoltaicos Diego de Almagro posee un vallado perimetral metálico, instalado sobre cimientos de concreto con una separación de 3 [m] de la planta, de acuerdo al plano de disposición general del parque, Fig. (3.3). Según el Código Nacional de Seguridad Eléctrica (NESC, por su siglas en inglés), las cercas metálicas que rodean a un parque fotovoltaico requieren una conexión a tierra [37, 33]. Por tanto, dado que está instalado sobre cimientos de concreto, no realiza un aporte significativo a la resistencia de la puesta a tierra; y solo se considera como una zona de posible solicitación de tensión.

#### **4.11. Verificación criterios de seguridad**

Se emplean los módulos de solicitaciones de contacto y paso, descritos en la secciones (A.3) y (A.4), para verificar que en cada instalación del parque fotovoltaico, se cumplan los límites tolerables de tensión definidos en la sección (4.6). Dado que el vallado perimetral, se encuentra conectado a la malla de tierra del parque y presenta una separación de 3 [m], no es posible controlar las posibles solicitaciones de tensión.

Por tanto, para obtener un diseño compatible de malla de tierra, que cumpla con los criterios de seguridad, el potencial que adquiere la malla de tierra, debe ser inferior al límite de solicitación de contacto. Si se satisfacen los requisitos de seguridad establecidos, se obtiene un diseño seguro de malla de tierra. De lo contrario, se debe modificar el diseño de la malla de tierra del parque.

#### **4.12. Modificación del diseño inicial**

Si se excede el valor de la resistencia, o existen solicitaciones de voltaje sobre los valores tolerables, se debe revisar el diseño de la malla de tierra. Dentro de las posibles modificaciones se puede incorporar en las distintas sub-mallas, tanto conductores en paralelo, como adicionar barras verticales.

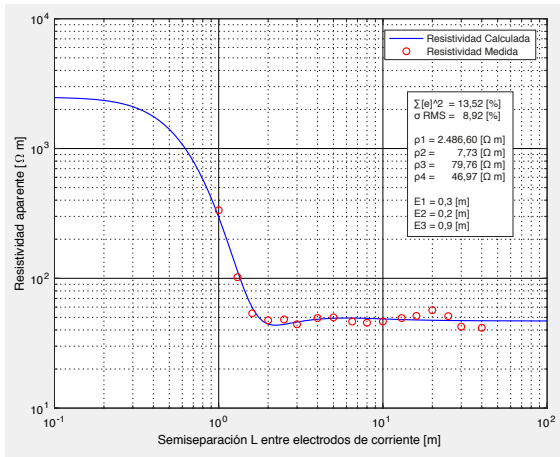
También se pueden adoptar otros diseños, por ejemplo, en la referencia [38] se emplea una modificación al diseño de la malla de tierra principal. Este diseño cumple la misma función de interconectar la puesta a tierra de las cabinas convertidoras entre sí, con la puesta a tierra de la subestación. Sin embargo, no utiliza las canalizaciones de media tensión e implementa una malla reticulada principal con un espaciado entre retículas de 150 [m] que envuelve cada subcampo.

## 5. Resultados

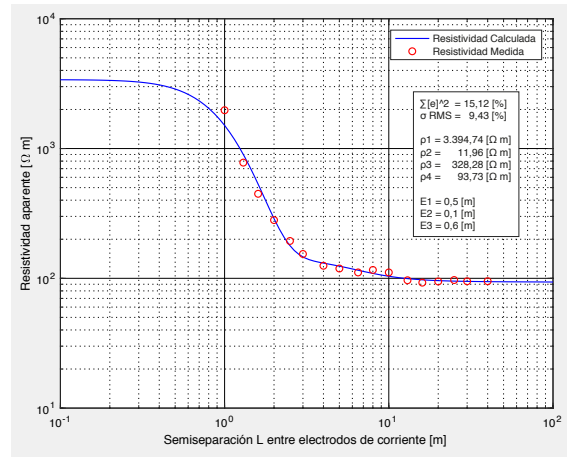
A continuación se aplica la metodología propuesta en la sección (4) para determinar la resistividad del suelo, la resistencia de la puesta a tierra, el potencial inducido sobre la superficie y las posibles solicitaciones de tensión.

### 5.1. Resistividad de suelo caso de estudio

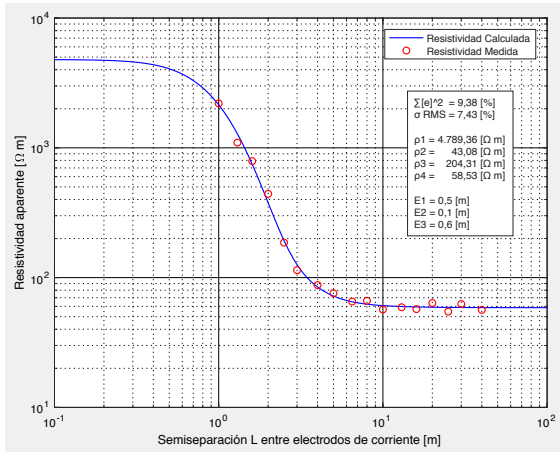
Utilizando las medidas de resistividad aparente proporcionadas por el informe de medición de resistividad, código (C.1.1). Se procede a determinar la resistividad y los espesores de los estratos del suelo del caso de estudio, mediante la rutina de código `Sondeo_Terreno.m` (C.1.1), donde se obtienen los siguientes resultados:



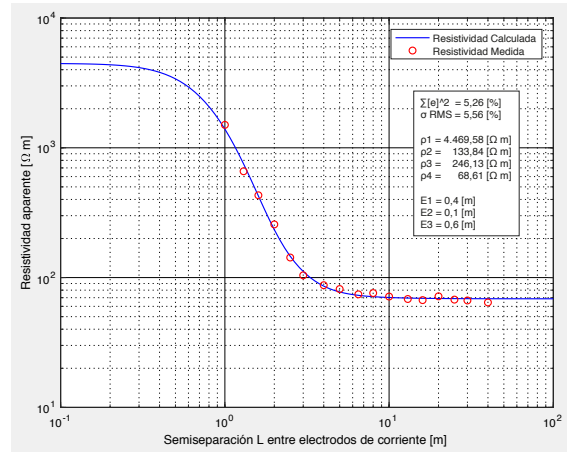
(a) Corte geoelectrico determinado, sondeo 1.



(b) Corte geoelectrico determinado, sondeo 2.



(c) Corte geoelectrico determinado, sondeo 3.



(d) Corte geoelectrico determinado, promedio.

Fig. 5.1: Interpretación computacional: resistividad de suelo, configuración de Schlumberger.

Conjunto	SEC [%]	RECM[%]	$\rho_1$ [ $\Omega$ m]	$\rho_2$ [ $\Omega$ m]	$\rho_3$ [ $\Omega$ m]	$\rho_4$ [ $\Omega$ m]	$E_1$ [m]	$E_2$ [m]	$E_3$ [m]
Sondeo 1	13,52	8,92	2.486,60	7,73	79,76	56,97	0,3	0,2	0,9
Sondeo 2	15,12	9,43	3.394,74	11,96	328,28	93,73	0,5	0,1	0,6
Sondeo 3	9,38	7,43	4.789,36	43,08	204,31	58,53	0,5	0,1	0,6
Promedio	5,26	5,56	4.469,58	133,84	246,13	68,61	0,4	0,1	0,6

Tabla 5.1: Resultados resistividad de suelo, caso de estudio.

En la Tabla (5.1), SEC corresponde a la suma del error cuadrático expresado en la ecuación (5.1). En esta función de error se utiliza una ponderación logarítmica de las magnitudes, dado que proporciona una mejor solución al problema de optimización planteado en la expresión (4.2).

$$SEC = \sum_{m=1}^N [ \ln( \rho_{cal}(L_m) ) - \ln( \rho_{med}(L_m) ) ]^2 \quad (5.1)$$

y RECM corresponde a la raíz del error cuadrático medio definido por:

$$RECM = \sqrt{\frac{SEC}{N}} \quad (5.2)$$

De esta forma para los estudios posteriores, se considerarán los parámetros de suelo determinados para el corte geoelectrico promedio, tal como se indica en la referencia [13]. Se observa que este conjunto de parámetros presenta un bajo RECM, y un valor superior de resistividad en comparación con los resultados individuales de los sondeos. No se observan cambios laterales significativos en la interpretación de las medidas de resistividad entre los sondeos 2 y 3, a diferencia, del sondeo 1 que presenta resistividades más bajas.

## 5.2. Estimación límites de sollicitación de voltaje

### 5.2.1. Límites sollicitación de tensión instalaciones parque fotovoltaico

En las instalaciones del parque fotovoltaico Diego de Almagro, dado que no se utiliza una capa superficial de alta resistividad, se determina una resistividad superficial equivalente que incluye dos estratos superiores, de esta forma se obtiene una resistividad superficial equivalente que no presenta una variación significativa frente a cambios de temperatura y humedad [13].

En la Tabla (5.2), se presentan los resultados de la rutina de código [Reduccion.m](#) (C.2.1), esta aplica el método de reducción de resistividad propuesto por Yakobs [22], a



un sistema de 4 estratos reduciéndolo a uno equivalente de 2 estratos. Los parámetros del modelo de resistividad de suelo empleado, corresponden a los determinados en la sección (5.1), resistividad de suelo de caso de estudio. Con respecto a la superficie que abarca la malla de tierra, se considera igual al área que cubren los paneles fotovoltaicos, es decir, 65 [ha], dado que por lo general, son equivalentes [13]. En cuanto a la máxima profundidad alcanzada por los elementos de la puesta a tierra se considera 1 [m].

Estratos en capa superior		$k = 1$	$k = 2$	$k = 3$	$k = 4$
$\rho_{1,\text{eq}}(1 \rightarrow k)$	[ $\Omega$ m]	4.469,58	597,62	335,94	68,74
$h_{1,\text{eq}}(1 \rightarrow k)$	[m]	0,40	0,50	1,1	$\infty$
$\rho_{2,\text{eq}}(k + 1 \rightarrow 4)$	[ $\Omega$ m]	68,68	68,68	68,61	
$h_{2,\text{eq}}(k + 1 \rightarrow 4)$	[m]	$\infty$	$\infty$	$\infty$	

Tabla 5.2: Reducción según Yakobs de un sistema de  $n = 4$  estratos a uno equivalente de 2 estratos,  $S = 65$  [ha],  $b = 1$  [m], según ecuaciones (2.11) - (2.18).

A partir de la Tabla (5.2), se obtiene una resistividad de suelo uniforme de  $\rho = 68,68$  [ $\Omega$  m], y una resistividad superficial equivalente de suelo de  $\rho_s = 597,62$  [ $\Omega$  m], la cual incluye los 2 primeros estratos y presenta una profundidad de 0,5 [m]. De esta forma, a partir de la ecuación (2.4), el coeficiente de corrección de la resistencia de contacto entre un pie y el terreno,  $c_s$ , es igual a 0,93 [-]. Luego considerando un tiempo de despeje de falla de 0,4 [s], se procede a calcular los límites tolerables de solicitaciones de contacto y paso, para una persona con un peso de 50 [kg], según la expresiones (2.8) y (2.9).

Por tanto, para los subcampos, se obtiene un voltaje límite tolerable entre mano y pies de 342,21 [V]<sub>rms</sub>, y un voltaje límite tolerable entre pies de 818,41 [V]<sub>rms</sub>.

### 5.2.2. Límites sollicitación de tensión subestación eléctrica Emelda

De acuerdo, a los antecedentes del sistema de puesta a tierra de la central termoeléctrica Emelda, sección (3.4), la subestación eléctrica de la central, posee una capa superficial de gravilla de 0,1 [m], con un valor de resistividad de 2.500 [ $\Omega$  m].

En la Tabla (5.3), se presentan los resultados de la rutina de código **Reduccion.m** (C.2.1), esta aplica el método de reducción de resistividad propuesto por Yakobs [22], a un sistema de 4 estratos reduciéndolo a uno equivalente de 2 estratos. Los parámetros del modelo de resistividad de suelo empleado, corresponden a los determinados en la sección (5.1), resistividad de suelo de caso de estudio. El área que abarca la malla de tierra,

de acuerdo al plano de disposición del sistema de puesta a tierra de la central Emelda, corresponde a 0,28 [ha], Fig. (3.4). En cuanto a la máxima profundidad alcanzada por los elementos de la puesta a tierra se considera 0,6 [m].

Estratos en capa superior		$k = 1$	$k = 2$	$k = 3$	$k = 4$
$\rho_{1,\text{eq}}(1 \rightarrow k)$	[ $\Omega$ m]	4.469,58	597,82	336,09	70,64
$h_{1,\text{eq}}(1 \rightarrow k)$	[m]	0,40	0,50	1,1	$\infty$
$\rho_{2,\text{eq}}(k + 1 \rightarrow 4)$	[ $\Omega$ m]	69,72	69,61	68,61	
$h_{2,\text{eq}}(k + 1 \rightarrow 4)$	[m]	$\infty$	$\infty$	$\infty$	

Tabla 5.3: Reducción según Yakobs de un sistema de  $n = 4$  estratos a uno equivalente de 2 estratos,  $S = 0,28$  [ha],  $b = 0,6$  [m], según ecuaciones (2.11) - (2.18).

A partir de la Tabla (5.3), se obtiene una resistividad de suelo uniforme de  $\rho = 70,64$  [ $\Omega$  m]. Con respecto a los antecedentes, se considera una capa superficial de gravilla, de un espesor de 0,1 [m] con una resistividad de  $\rho_s = 2.500$  [ $\Omega$  m]. De esta forma, a partir de la ecuación (2.4), el coeficiente de corrección de la resistencia de contacto entre un pie y el terreno,  $c_s$ , es igual a 0,70 [-]. Luego considerando un tiempo de despeje de falla de 0,4 [s], se procede a calcular los límites tolerables de solicitaciones de contacto y paso, para una persona con un peso de 50 [kg], según la expresiones (2.8) y (2.9).

Por tanto, para la subestación eléctrica Emelda, se obtiene un voltaje límite tolerable entre mano y pies de 683,94 [V]<sub>rms</sub>, y un voltaje límite tolerable entre pies de 2.184,97 [V]<sub>rms</sub>.

### 5.2.3. Límites sollicitación de tensión cerco perimetral

Dado que el cerco perimetral del parque fotovoltaico, se encuentra conectado mediante cables de derivación a las mesas de los subcampos adyacentes. Para obtener un diseño seguro de puesta a tierra, se considera como capa de resistividad superficial equivalente, el primer estrato del terreno, según lo indicado en el estándar IEEE 2778-2020 [33].

En la Tabla (5.4), se presentan los resultados de la rutina de código `Reduccion.m` (C.2.1), esta aplica el método de reducción de resistividad propuesto por Yakobs [22], a un sistema de 4 estratos reduciendolo a uno equivalente de 2 estratos. Los parámetros del modelo de resistividad de suelo empleado, corresponden a los determinados en la sección (5.1), resistividad de suelo de caso de estudio. Con respecto a la superficie que abarca el cerco perimetral, se considera la superficie total del parque fotovoltaico, es decir, 100 [ha].

En cuanto a la máxima profundidad alcanzada por los elementos de la puesta a tierra se considera 1 [m].

Estratos en capa superior		$k = 1$	$k = 2$	$k = 3$	$k = 4$
$\rho_{1,\text{eq}}(1 \rightarrow k)$	[ $\Omega$ m]	4.469,58	597,62	335,94	68,72
$h_{1,\text{eq}}(1 \rightarrow k)$	[m]	0,40	0,50	1,1	$\infty$
$\rho_{2,\text{eq}}(k + 1 \rightarrow 4)$	[ $\Omega$ m]	68,67	68,66	68,61	
$h_{2,\text{eq}}(k + 1 \rightarrow 4)$	[m]	$\infty$	$\infty$	$\infty$	

Tabla 5.4: Reducción según Yakobs de un sistema de  $n = 4$  estratos a uno equivalente de 2 estratos,  $S = 100$  [ha],  $b = 1$  [m], según ecuaciones (2.11) - (2.18).

A partir de la Tabla (5.2), se obtiene una resistividad de suelo uniforme de  $\rho = 68,67$  [ $\Omega$  m], y una resistividad superficial equivalente de suelo de  $\rho_s = 4.469,58$  [ $\Omega$  m], que solo considera el primer estrato y presenta una profundidad de 0,4 [m]. De esta forma, a partir de la ecuación (2.4), el coeficiente de corrección de la resistencia de contacto entre un pie y el terreno,  $c_s$ , es igual a 0,90 [-]. Luego considerando un tiempo de despeje de falla de 0,4 [s], se procede a calcular los límites tolerables de solicitaciones de contacto y paso, para una persona con un peso de 50 [kg], según la expresiones (2.8) y (2.9).

Por tanto, para el terreno del cerco perimetral, se obtiene un voltaje límite tolerable entre mano y pies de 1.337,09 [V]<sub>rms</sub>, y un voltaje límite tolerable entre pies de 4.796,85 [V]<sub>rms</sub>.

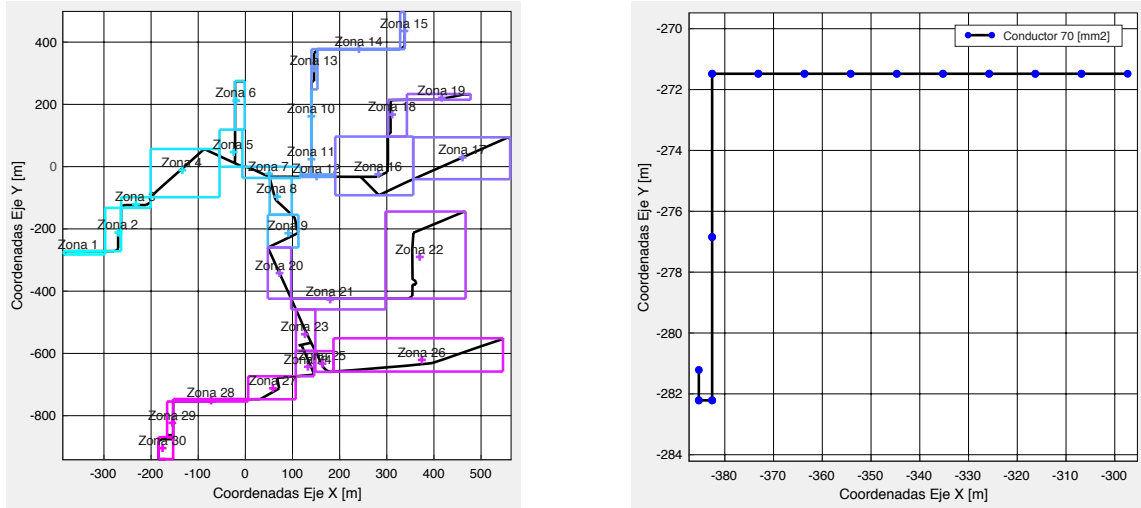
### 5.3. Resistencia de puesta a tierra

La rutina `RunCodigos.m` (C.3.1), ejecuta el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra en cada sub-malla que integra la malla de tierra del parque fotovoltaico. Luego, el código `CalculoResistencia.m` (C.4.1), recibe como parámetros de entrada las resistencias y corrientes calculadas, y determina la resistencia final del parque fotovoltaico.

#### 5.3.1. Malla de tierra principal de media tensión

La malla de tierra principal utiliza las canalizaciones de media tensión y una la puesta a tierra de las cabinas convertidoras entre sí, con la puesta a tierra de la sala eléctrica, la puesta a tierra de la sala de control, y la puesta a tierra de la central térmica. Las grandes dimensiones de esta malla, no permiten utilizar de forma adecuada la expresión (4.18), en el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra del parque, debido a que la distancia entre los centros de la mallas de los subcampos son inferiores a la raíz del área que cubre la malla de tierra principal.

Por tanto, para integrar en el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra del parque, la malla de media tensión con las mallas de los subcampos, se opta por subdividirla en 30 bloques, tal como se muestra en la Fig. (5.2a); por otro lado, esta subdivisión simplifica el cálculo de la resistencia propia del conjunto. Para obtener un cálculo preciso de la resistencia de la puesta a tierra, se secciona en segmentos de 10 [mt] los conductores que conforman la malla de tierra principal, tal como se muestra en la Fig. (5.2b), de acuerdo a la referencia [5].



(a) Secciones malla de tierra principal.

(b) Detalle zona 1, malla de tierra principal.

Fig. 5.2: Diseño final malla de tierra principal de media tensión.

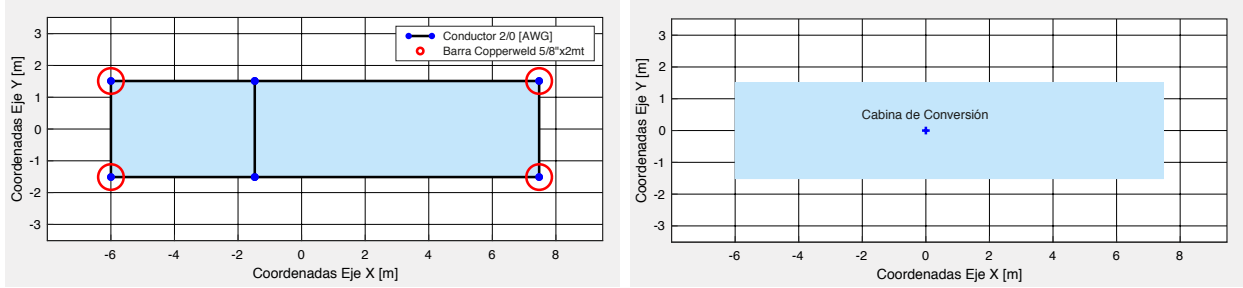
Se emplea el módulo descrito en la sección (A.1), para determinar las resistencias propias de cada bloque, los resultados se presentan en la Tabla (5.5). Para efectuar el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra del conjunto, se utiliza la expresión (4.18). Se obtiene un valor de 0,1228 [ $\Omega$ ] para la resistencia de la malla de media tensión.

Zona	Resistencia	Zona	Resistencia	Zona	Resistencia	Zona	Resistencia
1	3,8803 [ $\Omega$ ]	9	3,7452 [ $\Omega$ ]	17	1,6168 [ $\Omega$ ]	25	5,2043 [ $\Omega$ ]
2	2,4836 [ $\Omega$ ]	10	2,1793 [ $\Omega$ ]	18	2,5968 [ $\Omega$ ]	26	2,2620 [ $\Omega$ ]
3	5,1338 [ $\Omega$ ]	11	3,8948 [ $\Omega$ ]	19	3,5201 [ $\Omega$ ]	27	3,8870 [ $\Omega$ ]
4	1,7305 [ $\Omega$ ]	12	4,9080 [ $\Omega$ ]	20	2,3049 [ $\Omega$ ]	28	2,6948 [ $\Omega$ ]
5	3,4358 [ $\Omega$ ]	13	3,0087 [ $\Omega$ ]	21	1,9574 [ $\Omega$ ]	29	3,0580 [ $\Omega$ ]
6	2,2533 [ $\Omega$ ]	14	2,2315 [ $\Omega$ ]	22	2,8796 [ $\Omega$ ]	30	3,6531 [ $\Omega$ ]
7	4,1255 [ $\Omega$ ]	15	3,5781 [ $\Omega$ ]	23	2,1006 [ $\Omega$ ]		
8	4,1110 [ $\Omega$ ]	16	2,6143 [ $\Omega$ ]	24	3,4247 [ $\Omega$ ]		

Tabla 5.5: Resistencia de bloques puesta a tierra principal de media tensión.

### 5.3.2. Malla de tierra cabinas de conversión de subcampos

De acuerdo a la referencia [38], el diseño inicial de las mallas de tierra de las cabinas de conversión, contempla un bucle alrededor del contenedor, con electrodos verticales en cada una de sus cuatro esquinas. Sin embargo, se conserva el diseño original utilizado en el parque fotovoltaico, Fig. (5.3), dado que por un lado, es un diseño más seguro, y por otro lado, considera la disposición física de los equipos y no causa interferencias con las obras civiles presentes en la cabina.



(a) Malla de tierra cabinas de conversión.

(b) Malla de tierra simplificada.

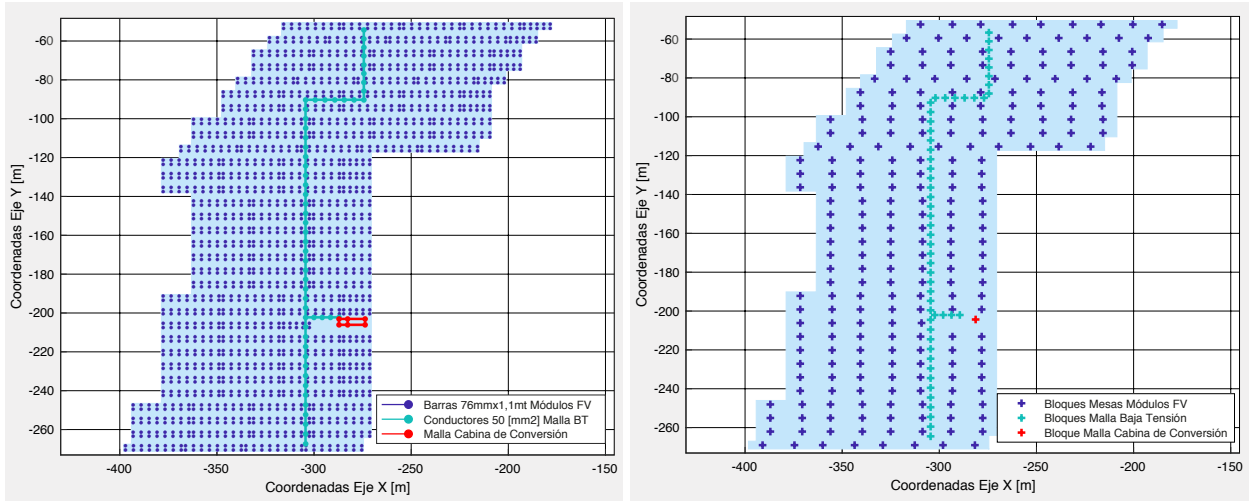
Fig. 5.3: Diseño final malla de tierra cabinas de conversión de subcampos.

Se emplea el módulo de cálculo de resistencia y corrientes dispersadas por elementos, descrito en la sección (A.1), para determinar la resistencia de la puesta a tierra. Se obtiene un valor de  $4,0316 \text{ } [\Omega]$  para la resistencia de la malla de tierra de las cabinas de conversión de los subcampos.

### 5.3.3. Malla de tierra módulos fotovoltaicos de subcampos

Tal como se explica en la metodología, para calcular la resistencia de la puesta a tierra de los subcampos, se propone reducir la configuración de barras dispuesta en una mesa de paneles fotovoltaicos, a un bloque equivalente. En la Fig. (5.4a) se presenta la malla de tierra del subcampo SF 1.2, la cual contiene 1.972 barras; al aplicar la metodología planteada, la configuración de electrodos verticales se reduce a 242 bloques equivalentes, Fig. (5.4b); esta simplificación permite reducir de forma significativa el tiempo de cómputo de la resistencia propia de cada subcampo.

En la Tabla (5.6) se muestran los valores de las resistencias propias de cada subcampo del parque fotovoltaico. Se observa que el subcampo SF 1.9 posee el valor más alto de resistencia, mientras que el subcampo SF 2.5 presenta el valor mínimo.



(a) Malla de tierra módulos fotovoltaicos SF 1.2.

(b) Malla de tierra simplificada SF 1.2.

Fig. 5.4: Diseño final malla de tierra centro de conversión subcampo SF 1.2.

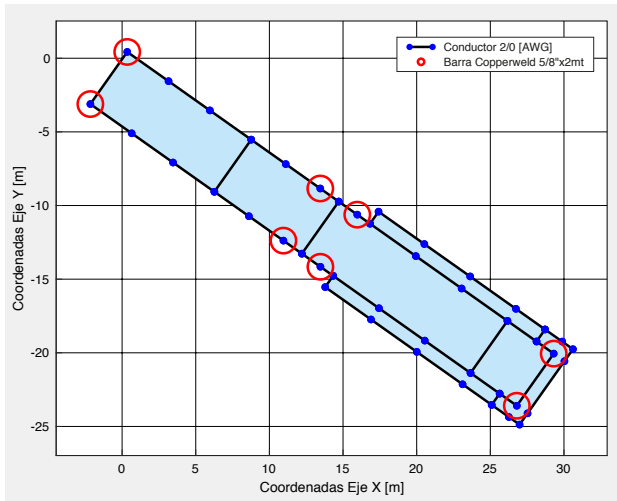
Subcampo	Resistencia	Subcampo	Resistencia	Subcampo	Resistencia
SF 1.1	0,2525 [ $\Omega$ ]	SF 1.9	0,3959 [ $\Omega$ ]	SF 2.3	0,2932 [ $\Omega$ ]
SF 1.2	0,2471 [ $\Omega$ ]	SF 1.10	0,2400 [ $\Omega$ ]	SF 2.4	0,2118 [ $\Omega$ ]
SF 1.3	0,2287 [ $\Omega$ ]	SF 1.11	0,2384 [ $\Omega$ ]	SF 2.5	0,2022 [ $\Omega$ ]
SF 1.4	0,2421 [ $\Omega$ ]	SF 1.12	0,2430 [ $\Omega$ ]	SF 2.6	0,2066 [ $\Omega$ ]
SF 1.5	0,2434 [ $\Omega$ ]	SF 1.13	0,2104 [ $\Omega$ ]	SF 2.7	0,2741 [ $\Omega$ ]
SF 1.6	0,2614 [ $\Omega$ ]	SF 1.14	0,2136 [ $\Omega$ ]	SF 2.8	0,2748 [ $\Omega$ ]
SF 1.7	0,2449 [ $\Omega$ ]	SF 2.1	0,2439 [ $\Omega$ ]	SF 2.9	0,2031 [ $\Omega$ ]
SF 1.8	0,2609 [ $\Omega$ ]	SF 2.2	0,2442 [ $\Omega$ ]		

Tabla 5.6: Resistencia puesta a tierra de subcampos.

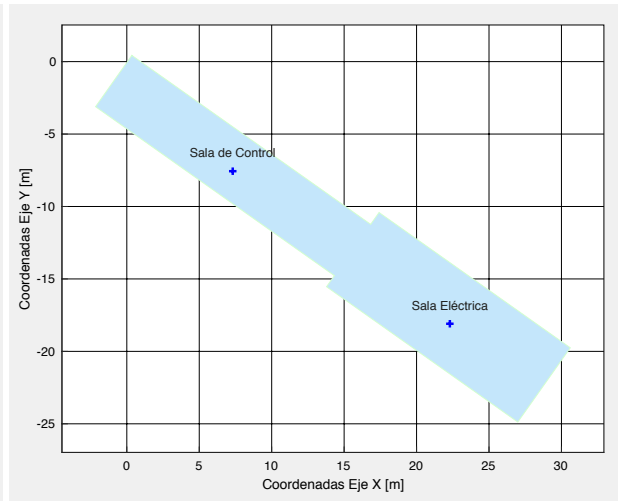
### 5.3.4. Malla de tierra sala eléctrica y sala de control

De acuerdo a la referencia [38], el diseño inicial de las mallas de tierra de la sala eléctrica y de control contempla un bucle alrededor de los contenedores. Sin embargo, de la misma forma que con las mallas de tierra de las cabinas de conversión, se conserva el diseño original utilizado en el parque fotovoltaico, Fig. (5.5), dado que por un lado, es un diseño más seguro, y por otro lado, considera la disposición física de los equipos y no causa interferencia con las obras civiles presentes en la cabina.

Se emplea el módulo de cálculo de resistencia y corrientes dispersadas por elementos, descrito en la sección (A.1), para determinar la resistencia de la puesta a tierra. Se obtiene un valor de 1,8360 [ $\Omega$ ] para la resistencia de la malla de tierra de la sala eléctrica y la sala de control.



(a) Malla de tierra sala eléctrica y de control.

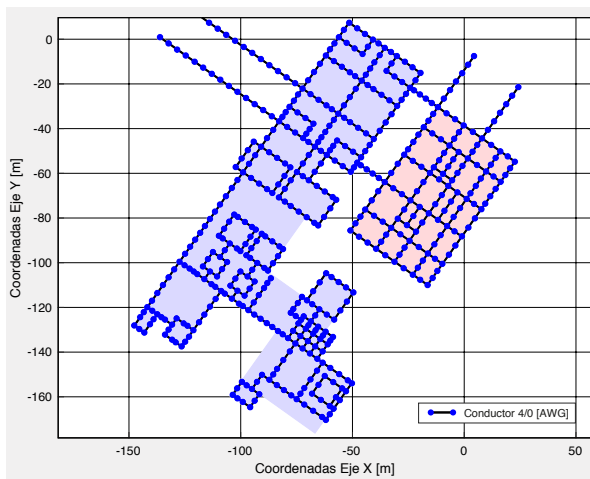


(b) Malla de tierra simplificada.

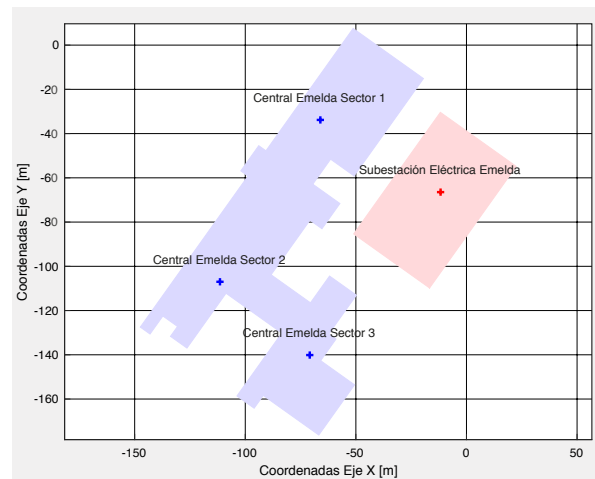
Fig. 5.5: Diseño final malla de tierra sala eléctrica y sala de control.

### 5.3.5. Malla de tierra central termoeléctrica Emelda

El sistema de puesta a tierra de la central Emelda, está compuesto por la malla de tierra de la central termoeléctrica, y por la malla de tierra de la subestación eléctrica Emelda, tal como se muestra en la Fig. (5.6b). Se registra en Matlab las coordenadas del “Plano de Disposición del Sistema de Puesta a Tierra de la Central Emelda” [8]. Para obtener un cálculo preciso de la resistencia de la puesta a tierra, se secciona en segmentos de 5 [mt] los conductores que conforman la malla de tierra de la central termoeléctrica, tal como se muestra en la Fig. (5.6a), de acuerdo a la referencia [5].



(a) Malla de tierra central termoeléctrica.



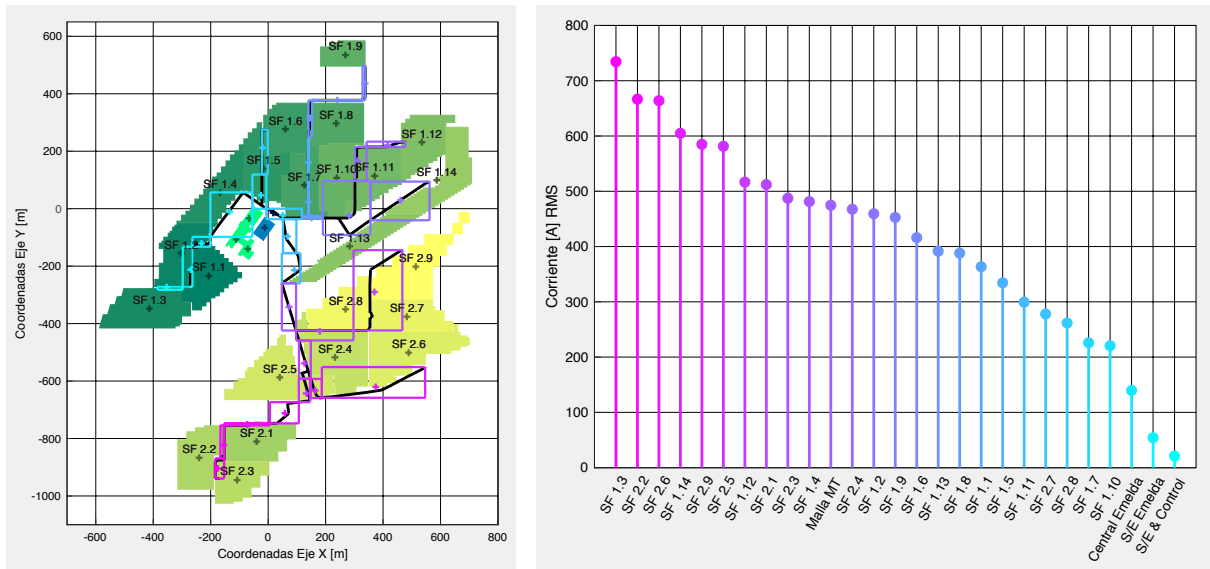
(b) Malla de tierra simplificada central Emelda.

Fig. 5.6: Diseño malla de tierra central termoeléctrica y subestación Emelda.

Se emplea el módulo de cálculo de resistencia y corrientes dispersadas por elementos, descrito en la sección (A.1), para determinar la resistencia de la puesta a tierra. Se obtiene un valor de  $0,3590 \text{ } [\Omega]$  para la resistencia de la malla de tierra de la central termoeléctrica Emelda.

### 5.3.6. Puesta a tierra parque fotovoltaico Diego de Almagro

Las grandes dimensiones del parque suponen limitaciones computacionales para el modelo y cálculo de la resistencia de puesta a tierra [38]. Para solucionar esto, se divide la malla de tierra en diferentes partes o sub-mallas, Fig. (5.7a). De este modo, cada sub-malla se considera como una fuente radial de corriente ubicada en los centros de gravedad del área que cubren. Se emplea la expresión (4.18), para determinar la resistencia general del sistema de puesta a tierra del parque fotovoltaico.



(a) Integración de sub-mallas.

(b) Distribución de corrientes por sub-mallas.

Fig. 5.7: Diseño final malla de tierra parque fotovoltaico Diego de Almagro.

La rutina de código `CalculoResistencia.m` (C.4.1), recibe como parámetros de entrada las resistencias de las sub-mallas que integran el parque fotovoltaico, y entrega la resistencia de la puesta a tierra del conjunto y las corrientes dispersadas por los bloques que la conforman, Fig. (5.7b). De esta forma, se obtiene un valor de  $0,0319 \text{ } [\Omega]$  para la resistencia de la malla de tierra del parque fotovoltaico Diego de Almagro. Luego, al considerar una corriente asimétrica de falla residual de  $I_G = 11,082 \text{ } [\text{kA}]_{\text{RMS}}$ , la puesta a tierra del parque fotovoltaico adquiere un potencial de  $353,969 \text{ } [\text{V}]_{\text{RMS}}$ .



## 5.4. Potencial inducido en la superficie del terreno

La rutina de código `CalculoPotencial.m` (C.5.1), ejecuta el cálculo del potencial inducido en la superficie por cada sub-malla que integra la puesta a tierra del parque fotovoltaico. Para determinar el potencial que induce cada sub-malla, se determina el potencial que produce cada uno de sus electrodos, y por efecto de superposición se obtiene el potencial global superficial.

### 5.4.1. Potencial inducido por malla de tierra principal

El módulo de cálculo del potencial inducido en la superficie, descrito en la sección (A.2), permite determinar las tensiones superficiales inducidas por la malla de tierra principal. Dado que la malla de tierra principal se subdivide en 30 bloques, se determina la distribución del potencial en cada sub-zona, y mediante el principio de superposición, se obtiene el potencial global, tal como se muestra en la Fig. (5.8).

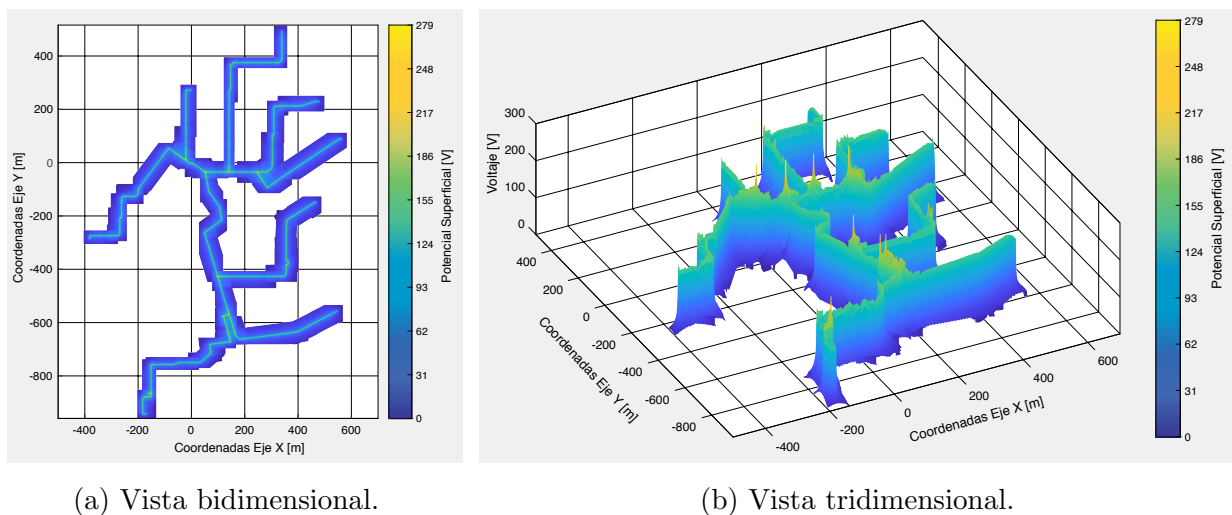
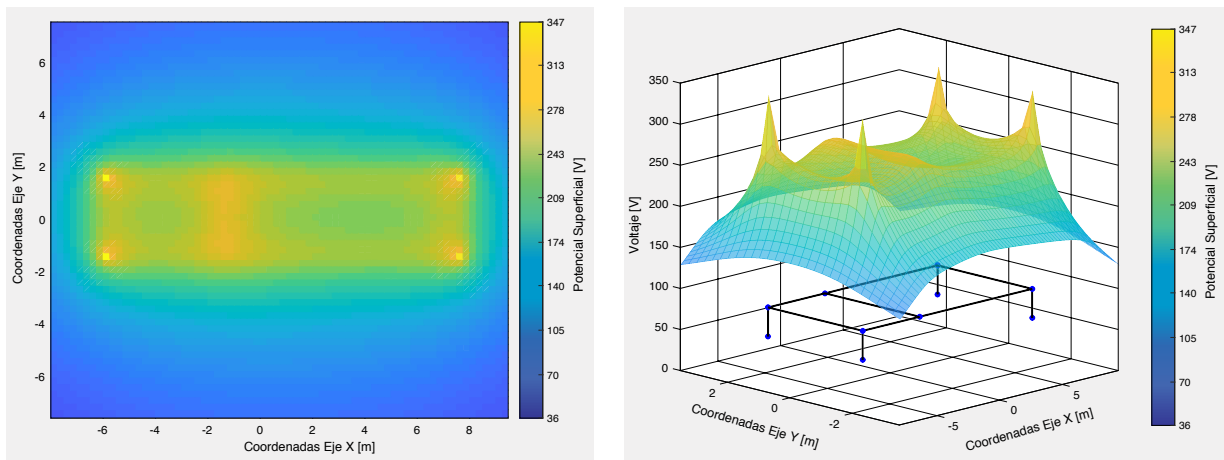


Fig. 5.8: Potencial superficial inducido por malla de tierra principal.

### 5.4.2. Potencial inducido en cabina de conversión de subcampos

El potencial inducido en la cabina de conversión, se obtiene a partir del módulo de cálculo del potencial inducido en la superficie, descrito en la sección (A.2). Para determinar el potencial que induce la cabina, se determinan los valores de potencial que produce cada elemento, y por superposición se obtiene el potencial global, que se muestra en la Fig. (5.9).



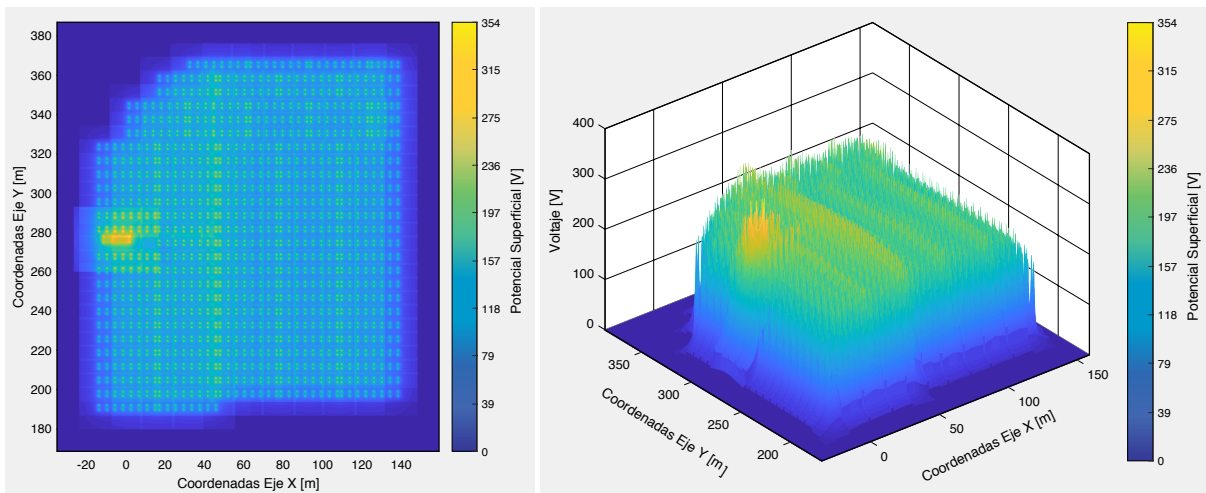
(a) Vista bidimensional.

(b) Vista tridimensional.

Fig. 5.9: Potencial superficial inducido por malla de tierra de cabina de conversión de subcampos.

### 5.4.3. Potencial inducido en subcampos

El potencial inducido en los subcampos, se determina a partir de la superposición entre el potencial inducido por la malla de la cabina de conversión, la malla de baja tensión, y por las barras de soporte de las mesas de los módulos fotovoltaicos. Para simplificar los tiempos de cómputo, el potencial global se calcula a partir de la superposición de los potenciales producidos por los bloques de mesas de los módulos FV, los bloques de la malla de baja tensión, y el bloque de la malla de la cabina de conversión de cada subcampo. Aplicando esta metodología, en la Fig. (5.10) se presenta el potencia inducido en el subcampo SF 1.6.



(a) Vista bidimensional.

(b) Vista tridimensional.

Fig. 5.10: Potencial superficial inducido en subcampo SF 1.6.

#### 5.4.4. Potencial inducido en sala eléctrica y sala de control

El potencial inducido en la sala eléctrica y sala de control, se obtiene a partir del módulo de cálculo del potencial inducido en la superficie, descrito en la sección (A.2). Para determinar el potencial que induce la malla de tierra, se determinan los valores de potencial que produce cada elemento, luego por superposición se obtiene el potencial global, tal como se muestra en la Fig. (5.11).

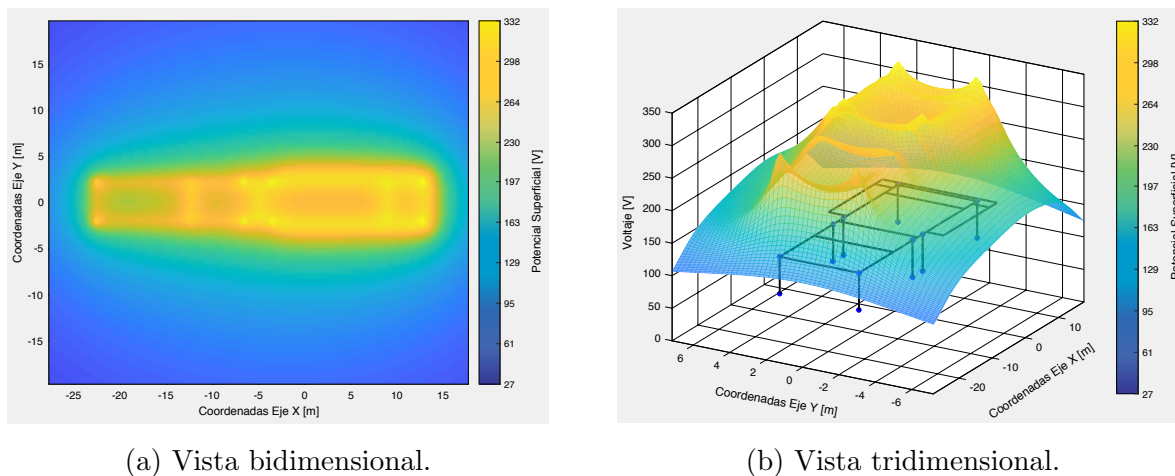


Fig. 5.11: Potencial superficial inducido en sala eléctrica y sala de control.

#### 5.4.5. Potencial inducido en central Emelda

Dado que el sistema de puesta a tierra de la central Emelda, está compuesto por la malla de tierra de la central termoeléctrica, y por la malla de tierra de la subestación eléctrica. Se utiliza el módulo de cálculo del potencial inducido en la superficie, descrito en la sección (A.2), para determinar el potencial inducido en la superficie por ambas mallas.

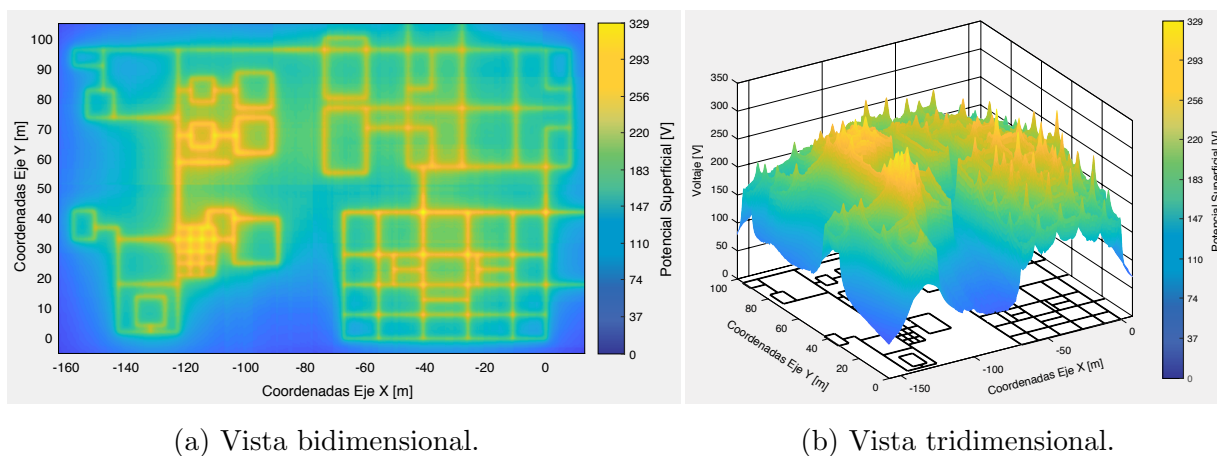
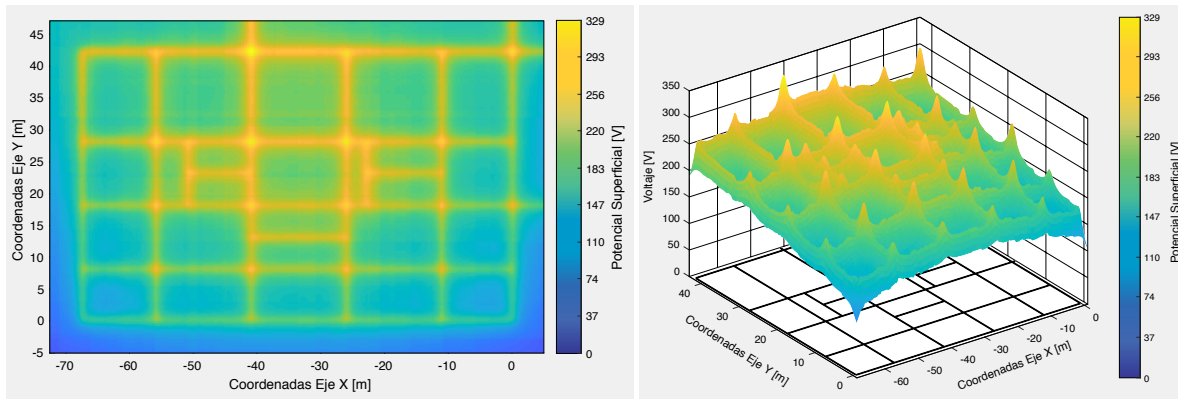


Fig. 5.12: Potencial superficial inducido en central termoeléctrica Emelda.

En la Fig. (5.12) se presenta el potencial inducido por la malla de la central termo-eléctrica Emelda, y en la Fig. (5.13) se muestra el potencial inducido por la malla de la subestación eléctrica Emelda.



(a) Vista bidimensional.

(b) Vista tridimensional.

Fig. 5.13: Potencial superficial inducido en subestación eléctrica Emelda.

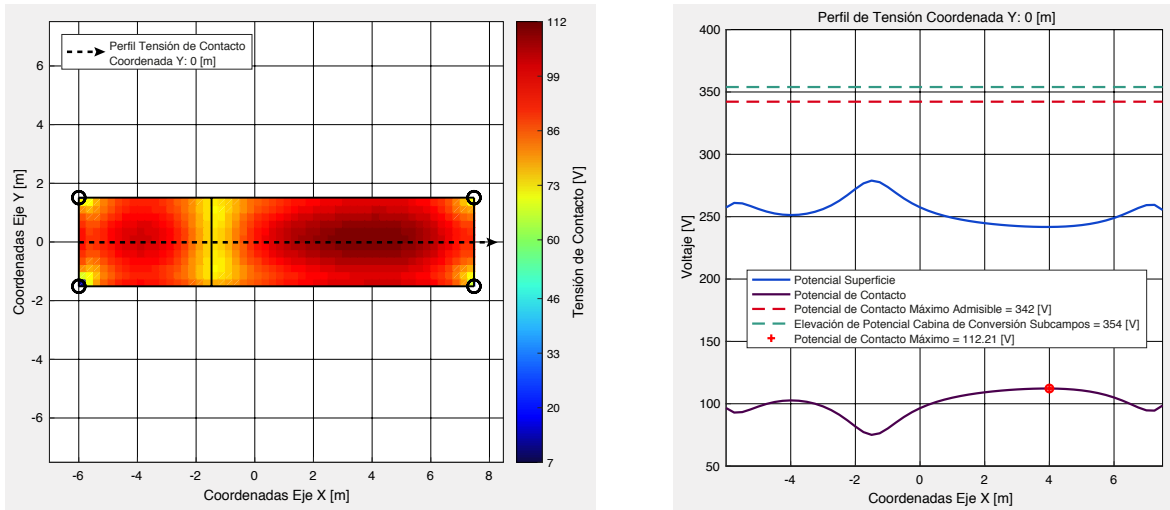
## 5.5. Solicitaciones de tensión de contacto

Los elementos metálicos expuestos al contacto del personal, en las instalaciones del parque fotovoltaico están conectados a una puesta a tierra común, de esta forma, al acontecer una falla residual, estos elementos adquieren el mismo potencial. El código [ContactZones.m](#) (C.6.1), permite determinar estas posibles zonas de contacto, de acuerdo a la metodología (4.10). Después, una vez determinadas las zonas de exposición, se procede a determinar para cada instalación la máxima sollicitación de contacto.

### 5.5.1. Tensión en cabina de conversión de subcampos

De acuerdo a la metodología (4.10) se considera como zona de posible contacto, los puntos de la superficie que cubre la malla de tierra de la cabina de conversión, Fig. (5.14a).

Se utiliza el módulo de cálculo de sollicitaciones de contacto, descrito en la sección (A.3), para determinar la máxima tensión de contacto en las cabinas de conversión de los subcampos. A partir de la Fig. (5.14b), se observa que el máximo potencial de contacto, se produce a 4 [m] del centro de gravedad de la malla de la cabina de conversión, y presenta un valor de  $112,21 [V]_{\text{RMS}}$ .



(a) Tensión de contacto cabina conversión. (b) Perfil tensión de contacto cabina conversión.

Fig. 5.14: Solicitación tensión de contacto en cabinas de conversión de subcampos.

### 5.5.2. Tensión de contacto en subcampos

Con respecto a la metodología (4.10), en el caso de los subcampos, se considera como zonas de posible contacto, la superficie que cubre la malla de la cabina de conversión, y los puntos del suelo ubicados a una distancia máxima de 1 metro desde las mesas de los módulos fotovoltaicos, tal como se muestra en la Fig. (5.16a). Se utiliza el módulo de cálculos de solicitaciones de contacto, descrito en la sección (A.3), para determinar la tensión de contacto en los subcampos.

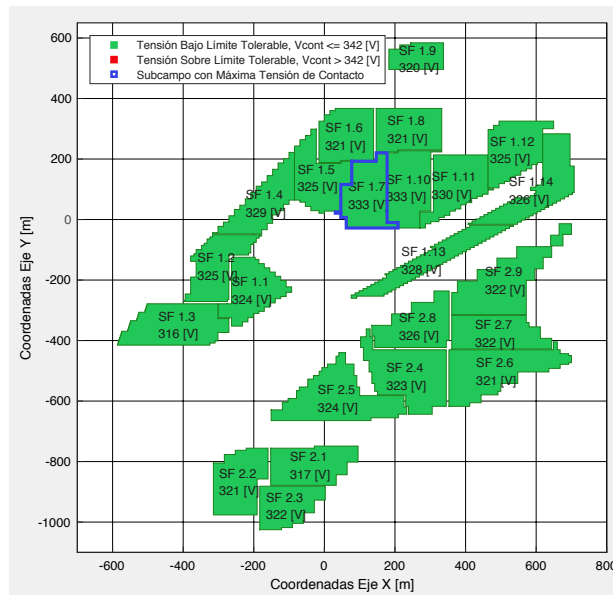
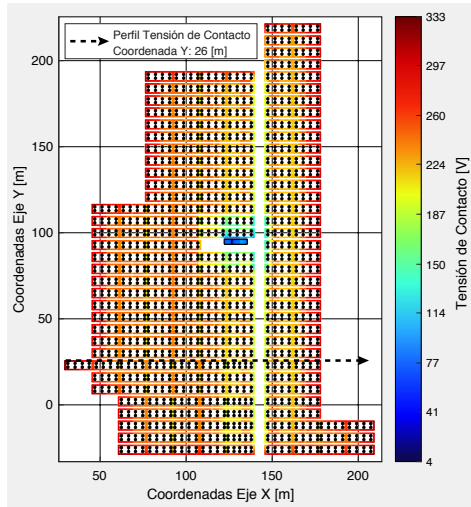
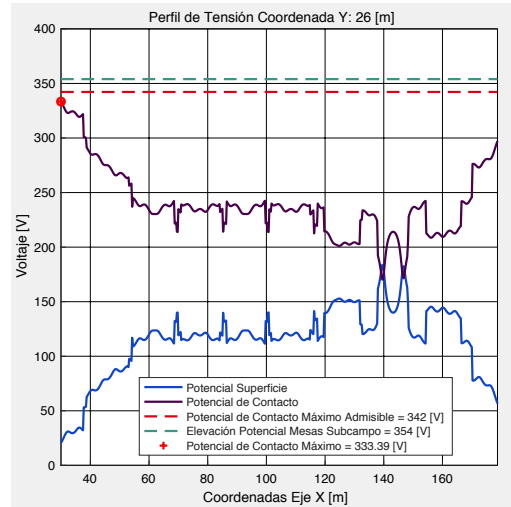


Fig. 5.15: Solicitación tensión de contacto en subcampos, parque fotovoltaico.

En la Fig. (5.15) se presentan las solicitaciones de contacto de cada subcampo, se observa que el subcampo SF 1.7 presenta la máxima solicitación con un valor de  $333 [V]_{RMS}$ . La Fig. (5.16a) muestra que las máximas solicitaciones de contacto de los subcampos, por lo general, se producen en sus contornos.



(a) Tensión de contacto SF 1.7.

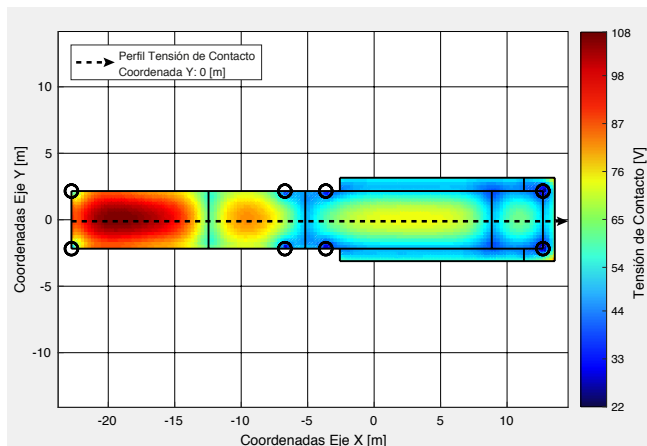


(b) Perfil tensión de contacto SF 1.7.

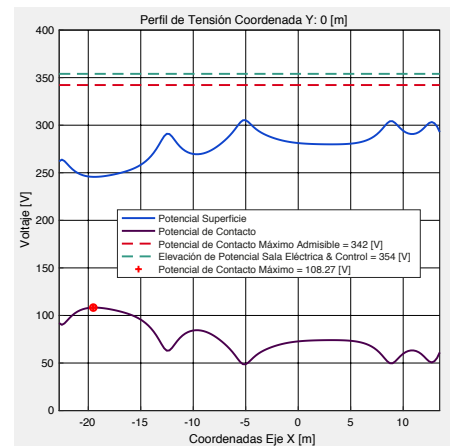
Fig. 5.16: Solicitación tensión de contacto en subcampo SF 1.7.

### 5.5.3. Tensión de contacto en sala eléctrica y sala de control

De acuerdo a la metodología (4.10) se considera como zona de posible contacto, los puntos de la superficie del terreno que cubre la malla de tierra de la sala eléctrica y de la sala de control, Fig. (5.17a).



(a) Tensión de contacto sala eléctrica y de control.



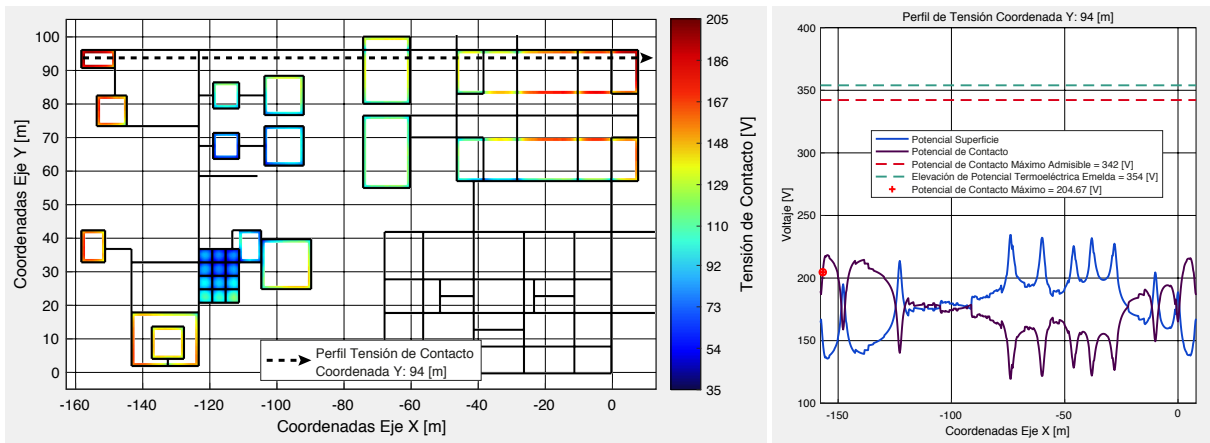
(b) Perfil tensión de contacto.

Fig. 5.17: Solicitación tensión de contacto en sala eléctrica y sala de control.

Se utiliza el módulo de cálculo de solicitaciones de contacto, descrito en la sección (A.3), para determinar la tensión de contacto en la sala eléctrica y sala de control. A partir de la Fig. (5.17b), se observa que el máximo potencial de contacto, se produce a 20 [mt] del centro de gravedad de la malla de la cabina de conversión, y presenta un valor de 108,27 [V]<sub>RMS</sub>.

#### 5.5.4. Tensión de contacto en central termoeléctrica Emelda

Con respecto a la metodología (4.10), dado que la central termoeléctrica es una zona más abierta, solo se consideran los puntos del terreno ubicados a una distancia máxima de 1 metro desde los puntos de posible contacto de manos con las partes metálicas del emplazamiento, tal como se muestra en la Fig. (5.18a).



(a) Tensión de contacto central termoeléctrica.

(b) Perfil tensión de contacto.

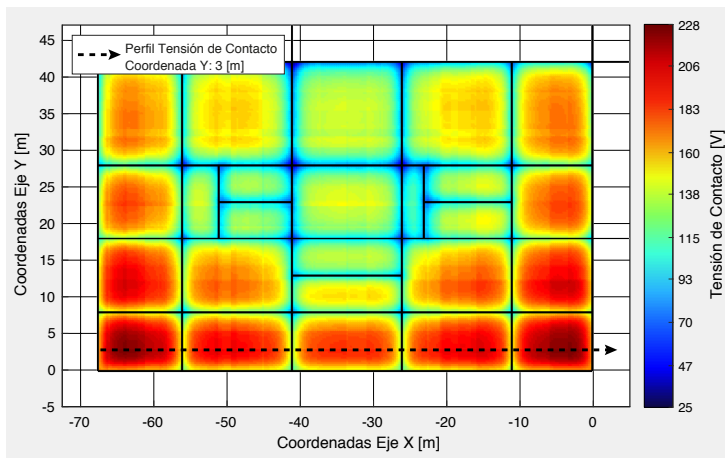
Fig. 5.18: Solicitación tensión de contacto en central termoeléctrica Emelda.

Se utiliza el módulo de cálculo de solicitaciones de contacto, descrito en la sección (A.3), para determinar la tensión de contacto en las instalaciones de la central termoeléctrica. A partir de la Fig. (5.19b), se observa que el máximo potencial de contacto, se produce en la esquina superior derecha de la malla de la central termoeléctrica, y presenta un valor de 204,67 [V]<sub>RMS</sub>.

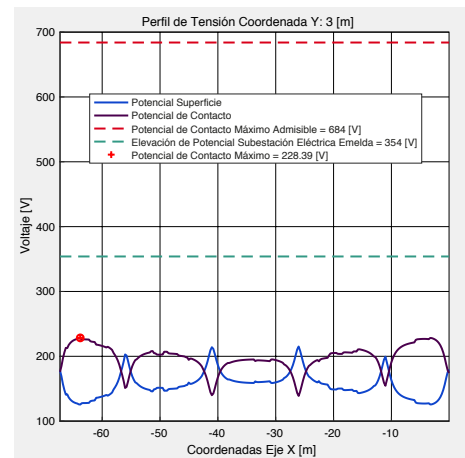
#### 5.5.5. Tensión de contacto en subestación eléctrica Emelda

De acuerdo a la metodología (4.10), se considera como zona de posible contacto, los puntos de la superficie del terreno que cubre la malla de tierra de la subestación, tal como se muestra en la Fig. (5.19a).





(a) Tensión de contacto subestación eléctrica.



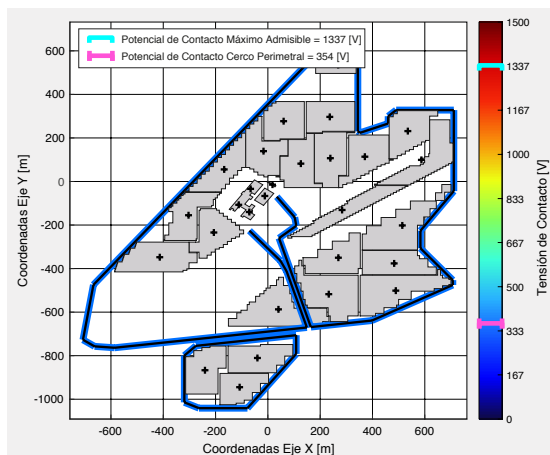
(b) Perfil tensión de contacto.

Fig. 5.19: Solicitación tensión de contacto en subestación eléctrica Emelda.

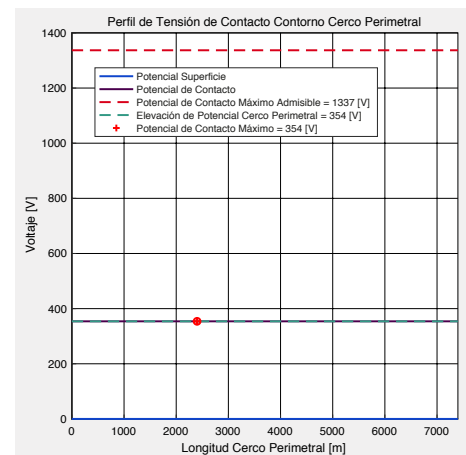
Se utiliza el módulo de cálculo de solicitaciones de contacto, descrito en la sección (A.3), para determinar la tensión de contacto en la subestación eléctrica. A partir de la Fig. (5.19b), se observa que el máximo potencial de contacto, se produce en la esquina inferior izquierda de la malla de tierra de la subestación, y presenta un valor de  $228,39 [V]_{RMS}$ .

### 5.5.6. Tensión de contacto en cerco perimetral

Se consideran como posible zonas de contacto, todos los puntos del terreno ubicados a 1 metro de distancia del vallado metálico. Cabe destacar, que al estar instalado sobre cimientos de concreto, no produce un potencial sobre el terreno circundante, y por tanto, solo adquiere el potencial de la puesta a tierra.



(a) Tensión de contacto en cerco perimetral.



(b) Perfil tensión de contacto.

Fig. 5.20: Solicitación tensión de contacto en cerco perimetral de parque fotovoltaico.



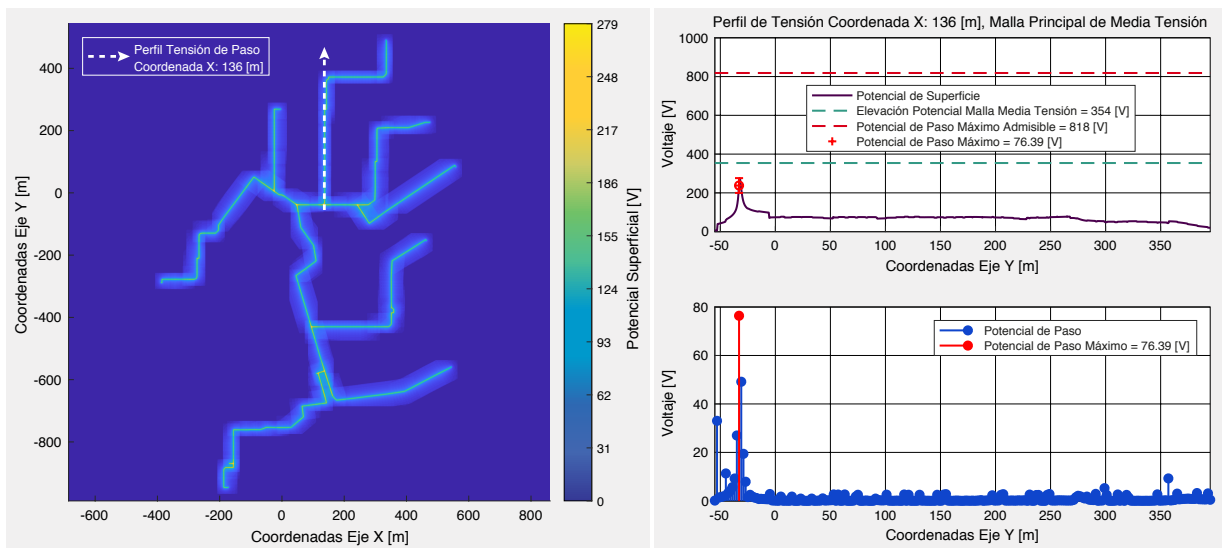
Debido a que el cerco perimetral, posee una separación de 3 [m] de la planta, la malla de los subcampos no lo cubre, por tanto, el potencial inducido en la superficie es prácticamente nulo, y la tensión de contacto corresponde al potencial que adquiere la malla de tierra, es decir, 354 [V]<sub>RMS</sub>, tal como se muestra en la Fig. (5.20b).

## 5.6. Solicitaciones de tensión de paso

Al ocurrir un cortocircuito residual en el parque fotovoltaico, la corriente dispersada por la puesta a tierra hacia el terreno produce un campo de potencial variable de un punto a otro. Así, una persona que tiene apoyado uno de sus pies en un determinado punto del terreno y su otro pie en un punto distante del anterior, queda sometida a una diferencia de potencial entre pies. La rutina de código `CalculoVpaso.m` (C.7.1), permite determinar para cada instalación, la máxima sollicitación de paso entre dos puntos del terreno distantes a un metro.

### 5.6.1. Tensión de paso en malla principal de media tensión

El módulo de cálculo de sollicitaciones de paso, descrito en la sección (A.4), permite determinar la tensión de paso que se induce en el terreno contiguo a la malla principal de media tensión. A partir de la Fig. (5.21b), se observa que el máximo potencial de paso, se produce en el centro de la parte superior de la malla de tierra, y presenta un valor de 76,39 [V]<sub>RMS</sub>.



(a) Distribución potencial superficial.

(b) Perfil tensión de paso.

Fig. 5.21: Sollicitación tensión de paso en malla principal de media tensión.

## 5.6.2. Tensión de paso en subcampos

Se utiliza el módulo cálculo de solicitaciones de paso, descrito en la sección (A.4), para determinar la tensión de paso en los subcampos. En la Fig. (5.22) se presentan las solicitaciones de paso de cada subcampo, se observa que el subcampo SF 1.3 presenta la máxima solicitación de tensión de paso con un valor de  $180 [V]_{RMS}$ .

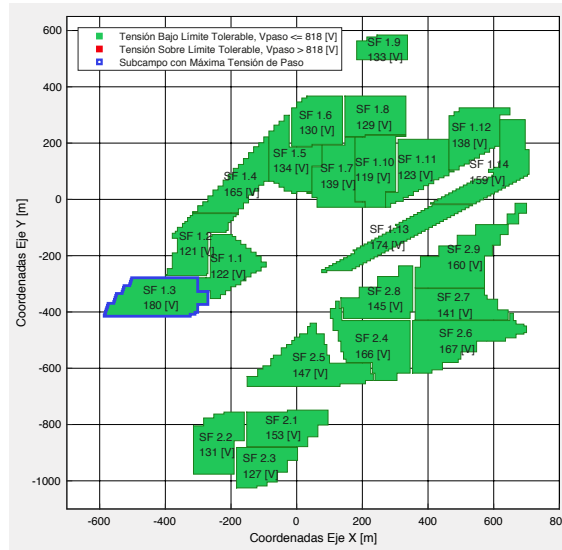
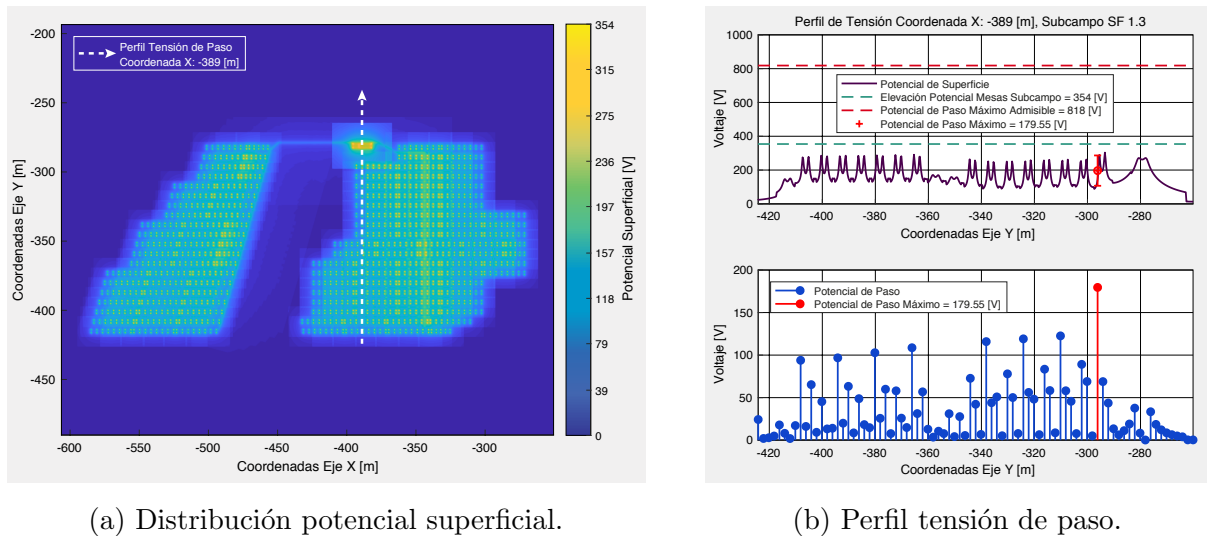


Fig. 5.22: Solicitación tensión de paso en subcampos, parque fotovoltaico.

En la Fig. (5.23) se muestra el perfil de la tensión de paso del subcampo SF 1.3. Se observa que la máxima solicitación de tensión, se origina en el contorno de la mesa adyacente a la cabina de conversión.



(a) Distribución potencial superficial.

(b) Perfil tensión de paso.

Fig. 5.23: Solicitación tensión de paso en subcampo SF 1.3.

### 5.6.3. Tensión de paso en sala eléctrica y sala de control

Se emplea el módulo cálculo de solicitaciones de paso, descrito en la sección (A.4), para determinar la tensión de paso en la sala eléctrica y de control. A partir de la Fig. (5.24) se observa que la máxima tensión de paso ocurre en el contorno de la malla de tierra de la sala de control, y presenta un valor de  $78,97 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ .

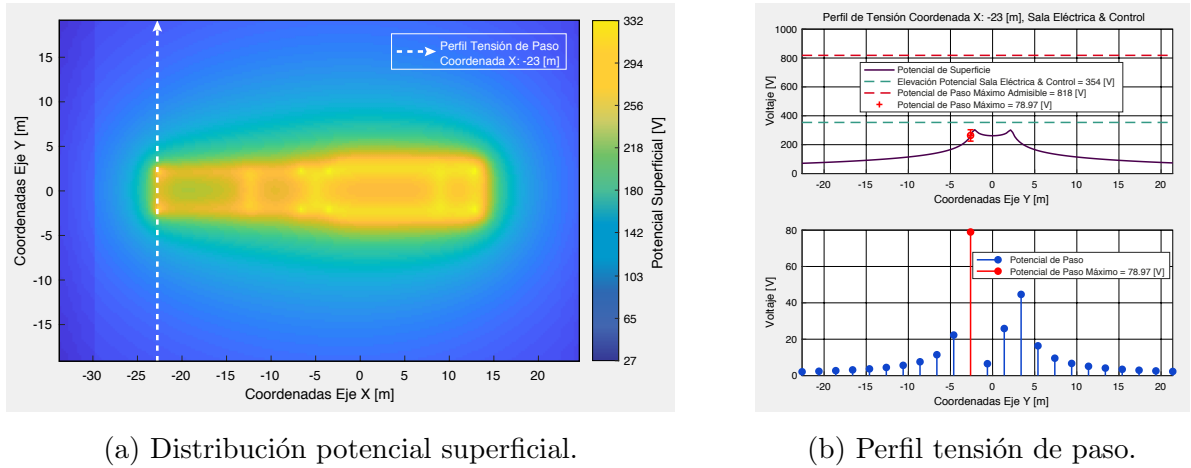


Fig. 5.24: Solicitación tensión de paso en sala eléctrica y de control.

### 5.6.4. Tensión de paso en central termoeléctrica Emelda

Se emplea el módulo cálculo de solicitaciones de paso, descrito en la sección (A.4), para determinar la tensión de paso en la superficie del terreno de la central termoeléctrica Emelda. A partir de la Fig. (5.25) se observa que la máxima tensión de paso ocurre en el contorno de la malla de tierra de la subestación eléctrica, y presenta un valor de  $60,08 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ .

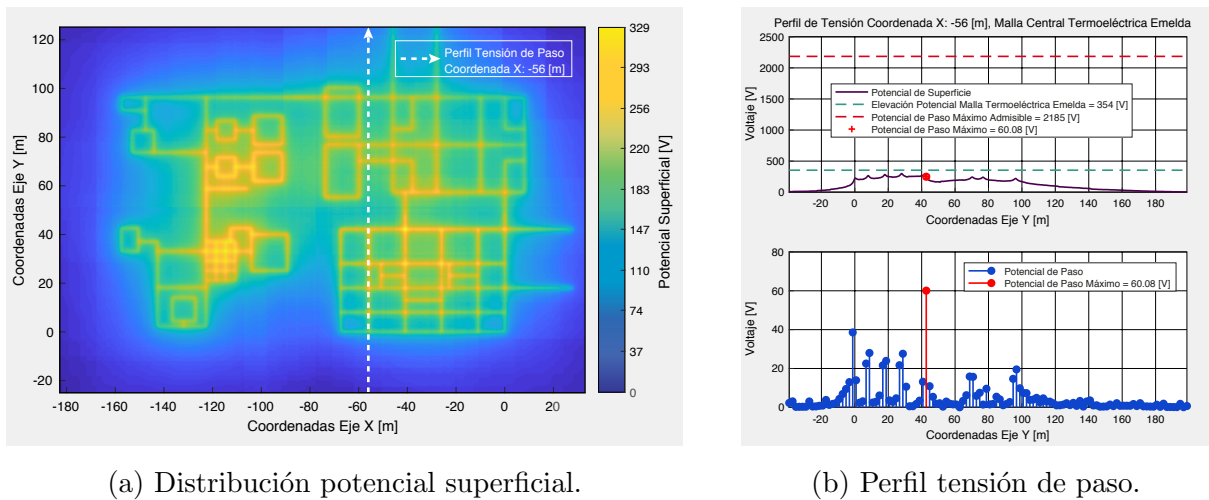


Fig. 5.25: Solicitación tensión de paso en central termoeléctrica Emelda.

## 5.7. Tiempos de ejecución rutinas de código

El modelo en detalle del sistema de puesta a tierra, de un parque fotovoltaico de grandes dimensiones, permite reducir de forma significativa la cantidad de material de construcción, que se requiere para obtener un diseño compatible con las normativas vigentes [4, 2]. Sin embargo, las limitaciones computacionales impiden modelar de forma precisa los sistema de puesta a tierra [38]. Por tanto, en esta memoria se desarrolló un software específico que permite diseñar y analizar mallas de tierra de parques fotovoltaicos de grandes dimensiones. A continuación, se presentan las características principales del computador empleado, y los tiempos de ejecución de las rutinas de código implementadas en Matlab, versión R2017b.

Descripción	Características
Sistema Operativo	OS X El Capitan Versión 10.11.6
Procesador	2,5 GHz Intel Core i5
Memoria RAM	4 GB 1600 MHz DDR3
Tarjeta Gráfica	Intel HD Graphics 4000

Tabla 5.7: Especificaciones técnicas computador utilizado.

Rutina de Código	Tiempo de Ejecución [s]	Anexo
<a href="#">Sondeo_Terreno.m</a>	103,64	Código (C.1.1)
<a href="#">Reduccion.m</a>	0,02	Código (C.2.1)
<a href="#">RunCodigos.m</a>	300,83	Código (C.3.1)
<a href="#">CalculoResistencia.m</a>	0,61	Código (C.4.1)
<a href="#">CalculoPotencial.m</a>	21.923,26	Código (C.5.1)
<a href="#">ContactZones.m</a>	268,83	Código (C.6.1)
<a href="#">CalculoVpaso.m</a>	31,82	Código (C.7.1)
Tiempo Total	22.629,01 [s] = 6 [hr] : 17 [min] : 9 [s]	

Tabla 5.8: Tiempo de ejecución rutinas de código implementadas en Matlab, versión R2017b.

## 6. Análisis

Uno de los aspectos más importantes al dimensionar una puesta a tierra, es el relativo a la seguridad de las personas dentro de una instalación de alta tensión, o un emplazamiento industrial [5]. En este sentido, el objetivo de una puesta a tierra es controlar y limitar las solicitaciones de voltaje que se producirán en las distintas partes metálicas de los equipos, y en el terreno circundante. Por razones económicas y prácticas, una puesta a tierra no elimina por completo las solicitaciones de tensión, sino que las reduce a valores que no excedan los límites tolerables por el cuerpo humano [5].

En esta sección, se presentan tres análisis, el primero evalúa los resultados de la metodología adoptada. El segundo, realiza un análisis de sensibilidad, que estudia modificaciones en el diseño de la puesta a tierra del parque fotovoltaico. El tercer análisis, efectúa una comparación económica entre el diseño final, la malla de tierra del proyecto, y una malla diseñada según el procedimiento descrito en el estándar IEEE 80-2013.

### 6.1. Análisis de Resultados

#### 6.1.1. Resistividad de suelo caso de estudio

En la Fig. (5.1) se presenta la interpretación computacional de la resistividad de suelo del caso de estudio, donde se aplica el método de los cuadrados mínimos al conjunto de mediciones de campo de resistividad aparente. Primero se parte de una estimación inicial de los parámetros del terreno, y mediante la función `minsearch()` de Matlab, se modifica adecuadamente esta estimación, hasta que los valores de resistividad aparente calculados se ajusten lo mejor posible a los valores medidos.

A partir de la Tabla (5.1) se observa que al promediar las lecturas de los sondeos, se reduce la raíz del error cuadrático medio (RECM) entre el conjunto de datos de campo y la curva patrón. Además la resistividad de los estratos resultantes, es superior en comparación con los resultados individuales de los sondeos. Por tanto, corresponde a una solución conservadora, pues la resistividad del terreno influye proporcionalmente en los valores de la resistencia de la puesta a tierra y en las solicitaciones de voltaje que pueden aparecer en una instalación.

Otro aspecto importante a tener presente y que influye en la veracidad de la interpretación y en la convergencia a una solución es la bondad de las mediciones. Se observa que el conjunto de mediciones del sondeo 1, presenta una suficiente cantidad, una baja calidad y una baja representatividad; a diferencia del conjunto de datos del sondeo 3, que presenta

una suficiente cantidad, una buena calidad y una buena representatividad. Estos factores se manifiestan en la suma del error cuadrático medio (SEC) y en la raíz del error cuadrático medio (RECM) de cada corte geoelectrico. Sin embargo, el mínimo de ambos indicadores, se observa en el corte geoelectrico del promedio de las mediciones, el cual posee un conjunto de datos con una suficiente cantidad, buena calidad y alta representatividad.

El estándar IEEE 2778-2020 [33], recomienda que para realizar el análisis de un sistema de puesta a tierra, es necesario recopilar una cantidad significativa de datos de resistividad de suelo en toda la instalación fotovoltaica antes de la construcción. Además sugiere que en plantas grandes es aconsejable realizar múltiples recorridos largos en diferentes áreas dentro de la planta, para mejorar la precisión del modelo. Los tramos máximos de los sondeos deben ser de al menos de 30 [m], y para algunos sitios donde se espera una variación significativa de la resistividad con la profundidad, se deben extender a un espaciado máximo de 75 [m]. Según lo mencionado, se observa que los valores de los sondeos proporcionados por el informe de medición de resistividad cumplen con lo establecido en el estándar.

### **6.1.2. Estimación límites de sollicitación de voltaje**

De acuerdo a los resultados de la sección (5.2), se establecen 3 criterios de seguridad para los límites de sollicitación de tensión. Esto se debe, a que en la subestación eléctrica Emelda, existe una capa superficial de alta resistividad, a diferencia del resto del parque fotovoltaico. Por tanto, se emplea un criterio de seguridad para evaluar las sollicitaciones de tensión que se originan en la subestación, y otro criterio para estudiar las sollicitaciones que ocurren en las instalaciones del parque fotovoltaico. Asimismo, se establece un tercer criterio que se emplea en el análisis de las sollicitaciones de tensión del cerco perimetral.

Esta diferencia entre el criterio de seguridad empleado para las instalaciones del parque y el criterio del cerco perimetral, se realiza para precisar el grado de seguridad que ofrece la malla de tierra del parque fotovoltaico sobre sus instalaciones. De esta forma, se emplea un criterio más restrictivo para evaluar el comportamiento de la malla de tierra en sus inmediaciones; y un criterio más tradicional, de acuerdo al estándar IEEE 80-2013 [4], para evaluar el comportamiento de la malla de tierra en las vecindades del cerco perimetral.

El criterio de seguridad utilizado en las instalaciones del parque es más restrictivo, por las características de suelo del caso de estudio, el cual presenta un perfil geoelectrico, cuya resistividad decae con la profundidad del terreno. Por tanto, mientras más capas se incluyan en la capa superficial del terreno, más se restringen los criterios de seguridad. Además, incluir más estratos en la capa superficial, permite obtener un resultado más confiable del

comportamiento de la malla de tierra, dado que la capa superficial equivalente no presenta variaciones significativas frente a cambios estacionales de humedad y temperatura [13].

Por tanto, se determinan 3 criterios de seguridad, que establecen los máximos valores de voltaje tolerables por el cuerpo humano ante solicitaciones de tensión. Particularmente, se observa que los límites de sollicitación de tensión son elevados, por las características del suelo del terreno, y no por el tiempo de despeje de falla del sistema de alta tensión, donde se emplea el máximo tiempo de despeje efectivo para fallas en líneas y transformadores del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV], el cual corresponde a 20 ciclos (400 [ms]) [20]. De esta forma, si la falla residual se despeja en un tiempo inferior al máximo indicado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [20], los límites tolerables se incrementarían.

### **6.1.3. Resistencia de puesta a tierra**

La malla de tierra de media tensión se subdivide en 30 bloques, para considerar en el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra del parque, la interconexión de las sub-mallas que la conforman. Esta subdivisión también simplifica el cálculo de la resistencia propia, debido a que esta malla, está conformada por 591 conductores de 10 [mt], y se reduce a 30 bloques equivalentes, que contienen en promedio 20 conductores.

De acuerdo a los resultados de la Tabla (5.5), que muestra la resistencia de los bloques que conforman la puesta a tierra de media tensión, se deduce que aquellas zonas que cubren más superficie presentan una resistencia más pequeña. Esto se debe a que, la resistencia de una malla de tierra se reduce, tanto por aumentar el área abarcada del perímetro de la puesta a tierra, como también, por aumentar la longitud del conductor enterrado. Asimismo, el conjunto presenta una resistencia de 1,3414 [ $\Omega$ ], y cumple con lo dispuesto en la norma NCh 4/2003 [2].

Con respecto a los diseños de las mallas de tierra de las cabinas de conversión, de la sala eléctrica, y de la sala de control; se conservan los diseños originales del proyecto, porque consideran la disposición física de los equipos, y no causan interferencia con las obras civiles. Además, no presentan una gran diferencia con respecto al diseño inicial, dado que conservan el bucle alrededor de la cabina, y utilizan cuatro electrodos verticales en las esquinas.

Tanto la resistencia de la puesta a tierra de la cabina de conversión, como la resistencia de la sala eléctrica y de la sala de control, cumplen con el criterio dispuesto en la norma NCh 4/2003 [2], es decir, el valor de la resistencia de la puesta a tierra no excede los 5 [ $\Omega$ ].

De la misma forma, la malla de tierra de la central termoeléctrica Emelda, presenta una resistencia de 0,3590  $[\Omega]$ , y por tanto, cumple con lo dispuesto en la norma chilena.

En cuanto al cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de los subcampos, se observa que la reducción de la configuración de barras a bloques, permite simplificar significativamente los tiempos de cómputo. Con respecto a los valores de la resistencia, se nota que el máximo valor es inferior a 5  $[\Omega]$ , por tanto, frente a una falla de corriente residual, previene que la puesta a tierra adquiera potenciales peligrosos.

Una vez determinada la resistencia de la puesta a tierra de cada sub-malla, se procede a calcular la resistencia del parque completo, donde se obtiene una resistencia de 0,0319  $[\Omega]$ , la cual cumple con lo dispuesto en la norma NCh 4/2003 [2]. El producto entre la resistencia de la puesta a tierra del parque, y la máxima corriente residual dispersada por la malla de tierra, determina el máximo potencial que puede adquirir la puesta a tierra del parque fotovoltaico, según los resultados de la sección (5.3.6), corresponde a 353,969  $[V]_{\text{RMS}}$ .

Por lo general, las solicitaciones de tensión que ocurren en una instalación eléctrica, son inferiores o igual al potencial que adquiere la malla de tierra. Por tanto, dado que el valor del potencial que adquiere la malla de tierra del parque fotovoltaico, es inferior al límite de tensión de contacto empleado en el criterio de seguridad del cerco perimetral, se deduce que el diseño final de la malla de tierra del parque fotovoltaico, cumple con los límites de solicitación de tensión establecidos según el estándar IEEE 80-2013 [4].

#### **6.1.4. Potencial inducido en la superficie del terreno**

El potencial inducido en la superficie del terreno por la puesta a tierra del parque fotovoltaico, se determina bajo el principio de equipotencialidad, el cual supone que todos los elementos que conforman la puesta a tierra poseen el mismo potencial, lo cual es válido con gran aproximación para frecuencias industriales, de acuerdo a la referencia [5]. Este principio se refleja en la Fig. (5.8), que muestra el potencial inducido en la superficie por la malla de tierra de media tensión.

A partir de la Fig. (5.8), se observa que la malla de media tensión produce sobre el suelo tensiones entre 160 y 180  $[V]_{\text{RMS}}$ , equivalentes a un 45 % y 50 % del potencial que adquiere la puesta a tierra. Dado que no existen partes metálicas expuestas en el trazado del tendido de media tensión, estas tensiones inducidas solo inciden sobre las tensiones de paso del parque fotovoltaico. Entonces, debido a que el potencial que adquiere la puesta a tierra del parque, es inferior a los límites tolerables de tensión de paso calculados, se obtiene



que la malla de media tensión cumple con los criterios de seguridad establecidos.

El potencial producido por la malla de tierra de la cabina de conversión, induce en el terreno tensiones entre 250 y 300  $[V]_{\text{RMS}}$ , equivalentes a un 70 % y 85 % del potencial que adquiere la puesta a tierra. De este modo, dado que el potencial que adquiere la puesta a tierra, es inferior al límite tolerable de tensión, no se producen solicitaciones de tensión peligrosas. El potencial global inducido en los subcampos, se obtiene por la superposición entre los potenciales producidos por la malla de la cabina de conversión, la malla de baja tensión, y por las barras de soporte de las mesas de los módulos fotovoltaicos. La Fig. (5.10), muestra el potencial superficial inducido en el subcampo SF 1.6, y refleja el principio de equipotencialidad entre los elementos que conforman la puesta a tierra.

En cuanto al potencial inducido en la superficie por la malla de la sala eléctrica y la sala de control, Fig. (5.11), se observa que ofrece una mayor protección a la sala eléctrica, debido a que esta cabina presenta una mayor cantidad de conductores enterrados. Sin embargo, al evaluar el conjunto, se observan tensiones inducidas entre 250 y 300  $[V]_{\text{RMS}}$ , equivalentes a un 70 % y 85 % del potencial que adquiere la puesta a tierra. Por tanto, frente a solicitaciones de tensión, ofrece una protección adecuada.

La Fig. (5.12), muestra el potencial producido por el sistema de puesta a tierra de la central Emelda, se observan tensiones inducidas entre 200 y 300  $[V]_{\text{RMS}}$ , equivalentes a un 57 % y 85 % del potencial que adquiere la puesta a tierra. De este modo, dado que el potencial que adquiere la puesta a tierra, es inferior al límite tolerable de tensión, no se producen solicitaciones de tensión peligrosas, y el diseño cumple con lo dispuesto en el estándar IEEE 80-2013 [4].

### **6.1.5. Solicitaciones de tensión de contacto**

La Fig. (5.14) muestra los valores de las solicitaciones de tensión de contacto en las cabinas de conversión de los subcampos, se observa que la máxima solicitación de tensión mano pie presenta un valor de 112,21  $[V]_{\text{RMS}}$ , equivalente a un 32 % del potencial que adquiere la malla de tierra. Dado que esta solicitación es inferior a 342  $[V]_{\text{RMS}}$ , que corresponde al límite de contacto máximo admisible, se deduce que la malla de tierra de la cabina de conversión, es capaz de controlar de forma adecuada, las solicitaciones de tensión que se producen en las partes metálicas de la instalación.

Con respecto a la Fig. (5.15), se observa que la máxima tensión de contacto se produce en el subcampo SF 1.7, y presenta un valor de 333  $[V]$ , equivalente a un 94 %

de la tensión que adquiere la puesta a tierra, dado que este valor es inferior al límite del potencial de contacto máximo admisible, se obtiene que la puesta a tierra de los subcampos cumplen con los límites de sollicitación de tensión tolerables por el cuerpo humano.

Otro aspecto a considerar, es que a partir de la Fig. (5.16), se observa que las máximas sollicitaciones de contacto, se originan en el contorno de las mesas ubicadas en el perímetro del subcampo. Por tanto, en caso de que se requiera mejorar las sollicitaciones de tensión de los subcampos, se recomienda conectar a la puesta a tierra, un conductor enterrado a lo largo del perímetro [33].

En cuanto a las sollicitaciones de contacto en la sala eléctrica y en la sala de control, de acuerdo a la Fig. (5.17), se observa que la máxima sollicitación ocurre en la cabina de la sala de control, y presenta un valor de  $108,27 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ , equivalente a un 31 % de la tensión que adquiere la puesta a tierra. Dado que la sollicitación de tensión, es inferior al límite del máximo potencial de contacto admisible, la malla de tierra de las cabinas cumple satisfactoriamente con los límites de seguridad establecidos.

Con respecto a las sollicitaciones de tensión de contacto, en las inmediaciones de la central termoeléctrica, se analizan los puntos del terreno ubicados a una distancia máxima de un metro, desde las zonas de contacto de manos con las partes metálicas del emplazamiento. A partir de la Fig. (5.18), se nota que la máxima sollicitación de tensión se origina en la esquina superior derecha, y presenta un valor de  $204,67 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ , equivalente a un 58 % de la tensión que adquiere la puesta a tierra, dado que esta sollicitación es inferior al límite máximo del potencial de contacto admisible, se obtiene que la malla de central termoeléctrica cumple con los límites de seguridad establecidos.

La capa superficial de gravilla de  $0,1 \text{ [m]}$  de espesor, utilizada en el área abarcada por la puesta a tierra de la subestación eléctrica de central, ofrece una protección para la resistencia de contacto de los pies con el terreno. De acuerdo a la Fig. (5.19), la máxima sollicitación de tensión de contacto se produce en la esquina inferior izquierda de la malla de tierra de la subestación, y presenta un valor de  $229,39 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ , equivalente a un 65 % de la tensión que adquiere la puesta a tierra.

Dado que la sollicitación de contacto de la subestación, es inferior al límite máximo del potencial de contacto admisible, la malla de tierra de la subestación cumple satisfactoriamente con los límites de seguridad establecidos. Sin embargo, en caso de que se requiera mejorar las sollicitaciones de tensión de la subestación, se recomienda agregar conductores

en cruz en las esquinas inferiores de la malla, lo cual permite reducir de forma importante la magnitud de las solicitaciones en estos nodos [5].

Las solicitaciones de tensión de contacto en las cercanías del cerco perimetral, se muestran en la Fig. (5.20), se observa que debido a que el cerco perimetral, posee una separación de 3 [m] de las instalaciones del parque, resulta que la malla de los subcampos no alcanza a cubrirlo, por tanto, el potencial inducido en la superficie es cercano a cero, y la tensión de contacto corresponde prácticamente al potencial que adquiere la malla de tierra, es decir,  $354 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ .

Si bien, las características constructivas del cerco no permite dispersar la corriente hacia el terreno frente a una falla residual, se observa que el potencial transferido al vallado es inferior al límite de potencial de contacto máximo admisible, por tanto, se concluye que la conexión del cerco perimetral a la puesta a tierra del parque fotovoltaico, para el caso de estudio, cumple con los límites de seguridad establecidos.

#### **6.1.6. Solicitaciones de tensión de paso**

La Fig. (5.21) muestra las solicitaciones de paso producidas por la malla principal de media tensión, se observa que el máximo potencial de paso, se origina en el centro de la parte superior de la malla, y presenta un valor de  $76,39 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ , equivalente a un 22 % de la tensión que adquiere la puesta a tierra, debido a que este valor es inferior al límite de tensión de paso máximo admisible, se obtiene que la puesta a tierra, cumple con los límites de seguridad establecidos.

En la Fig. (5.23) se presenta las solicitaciones de potencial de paso de todos los subcampos. La máxima solicitación de tensión ocurre en el subcampo SF 1.3, y presenta un valor de  $180 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ , equivalente a un 51 % de la tensión que adquiere la puesta a tierra, debido a que este valor es inferior al límite de tensión de paso máximo admisible, se deduce que las mallas de tierra de los subcampos cumplen con los límites de seguridad establecidos.

Con respecto a las solicitaciones de paso en la sala eléctrica y en la sala de control, a partir de la Fig. (5.24), se observa que la máxima solicitación de tensión se produce en el contorno de la malla de la sala de control, y presenta un valor de  $78,97 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ , equivalente a un 22 % de la tensión que adquiere la puesta a tierra. Dado que este valor es inferior al límite de tensión de paso máximo admisible, se deduce que la malla de tierra de la sala eléctrica y de la sala de control, cumple con los límites de seguridad establecidos.

En cuanto a las solicitaciones de paso que se originan en las inmediaciones de la central

termoeléctrica Emelda, se observa que la máxima tensión de paso se produce en el contorno de la subestación eléctrica, y presenta un valor de  $60,08 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ , equivalente a un 17 % de la tensión que adquiere la puesta a tierra. Debido a que este valor es inferior al límite de tensión de paso máximo admisible, se deduce que la malla de tierra de la central Emelda, cumple con los límites de seguridad establecidos.

### **6.1.7. Tiempos de ejecución rutinas de código implementadas en Matlab**

Se implementa en Matlab un software específico, que permite diseñar y analizar mallas de tierra de parques fotovoltaicos de grandes dimensiones. Mediante expresiones analíticas y aproximadas, se modela con bastante precisión los principales elementos que conforman la puesta a tierra del parque fotovoltaico. De acuerdo a la tablas (5.7) y (5.8), en un computador de gama media, el tiempo de ejecución del programa es de 6 horas y 17 minutos.

Dada las grandes dimensiones del parque fotovoltaico, y las características del computador empleado, el tiempo de ejecución es razonable. La rutina de código que calcula el potencial inducido en el parque fotovoltaico, es la que consume más tiempo, esto se explica porque debe calcular para grandes extensiones de terreno, el potencial inducido en cada punto del espacio, con una precisión de  $0,25 \text{ [m]}$ .

Por otro lado, la subdivisión de la puesta a tierra del parque fotovoltaico, en la malla de tierra de los subcampos, la malla de tierra principal, la malla de tierra de la sala eléctrica, la malla de tierra de la sala de control, y la malla de tierra de la central termoeléctrica; permite reducir de forma considerable el tiempo de cómputo, siendo capaz de calcular la resistencia total de la puesta a tierra en tan solo 5 minutos.

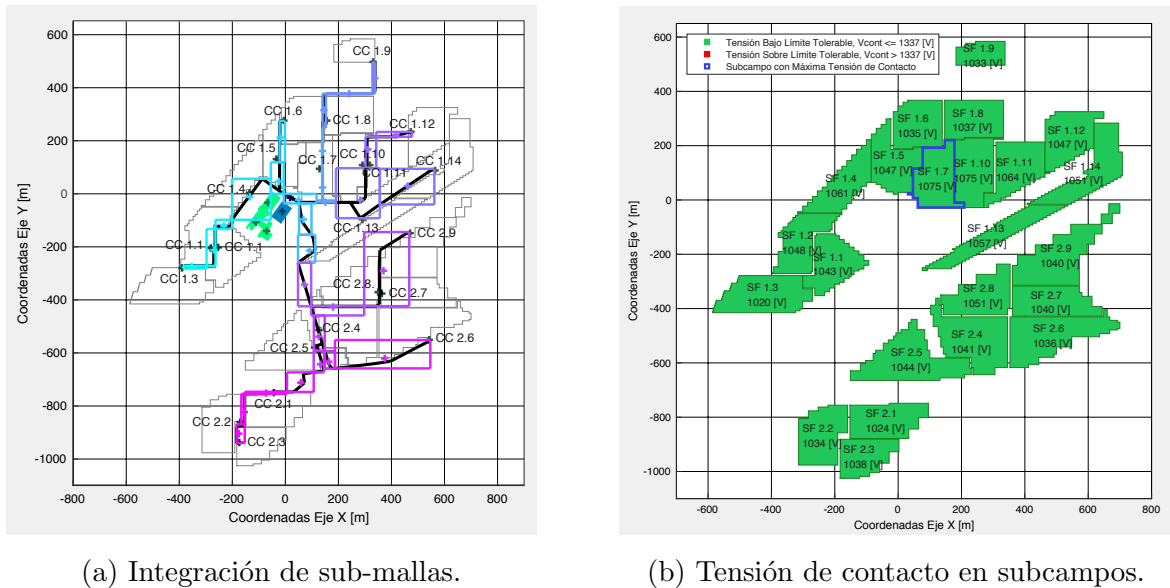
## **6.2. Análisis de Sensibilidad**

### **6.2.1. Malla de tierra sin elementos auxiliares de parque fotovoltaico**

Se estudia un diseño de malla de tierra, que no considera como parte del sistema de puesta a tierra, los perfiles de acero de las mesas que soportan los paneles, y la malla de baja tensión de los subcampos. De acuerdo al caso de estudio, el diseño estaría compuesto por la malla de tierra principal de media tensión, la malla de tierra la central termoeléctrica, el sistema de puesta a tierra de la central termoeléctrica, la malla de tierra de la sala eléctrica, y la malla de tierra de las cabinas de conversión, tal como se muestra en la Fig. (6.1a).

Se emplea la expresión (4.18), para determinar la resistencia general del sistema de puesta a tierra, de esta forma, se obtiene un valor de  $0,1030 \text{ [\Omega]}$ . Al considerar una corriente

asimétrica de falla residual de  $I_G = 11,082 \text{ [kA]}_{\text{RMS}}$ , la puesta a tierra del parque fotovoltaico adquiere un potencial de  $1.142 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ .

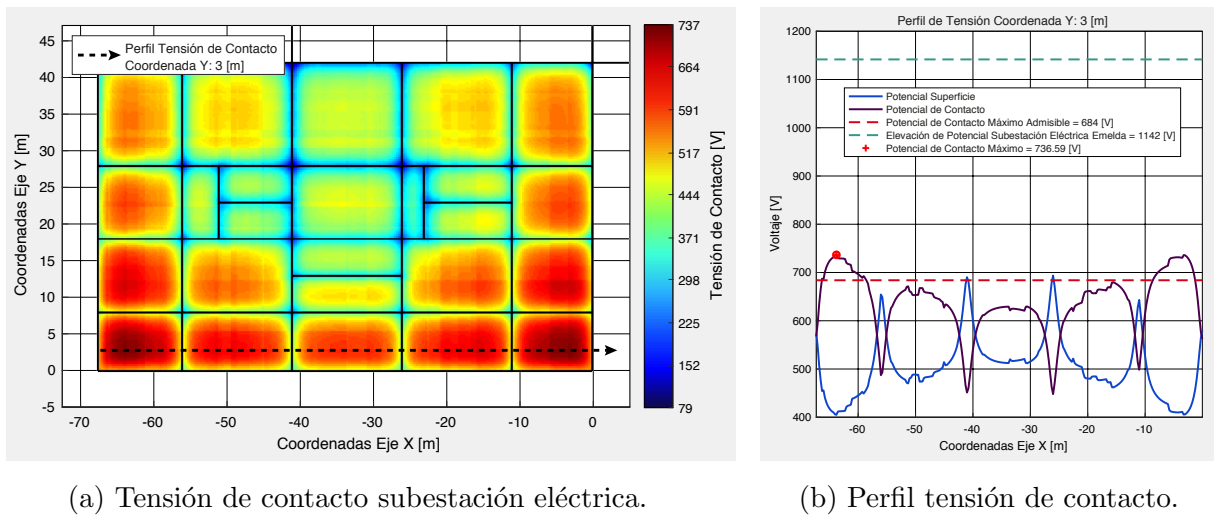


(a) Integración de sub-mallas.

(b) Tensión de contacto en subcampos.

Fig. 6.1: Diseño de puesta a tierra de parque fotovoltaico sin elementos auxiliares.

El potencial que adquiere la malla de tierra, es superior al límite tolerable del criterio de seguridad empleado en las solicitaciones de contacto de la subestación eléctrica Emelda. Sin embargo, es inferior en un 15 %, con respecto al límite tolerable del criterio empleado en las solicitaciones de tensión de las proximidades del cerco perimetral. Dado que este límite es calculado según lo indicado en el estándar IEEE 2778-20202 [4], se concluye que esta solución cumple con los criterios de seguridad establecidos para los subcampos del parque fotovoltaico.



(a) Tensión de contacto subestación eléctrica.

(b) Perfil tensión de contacto.

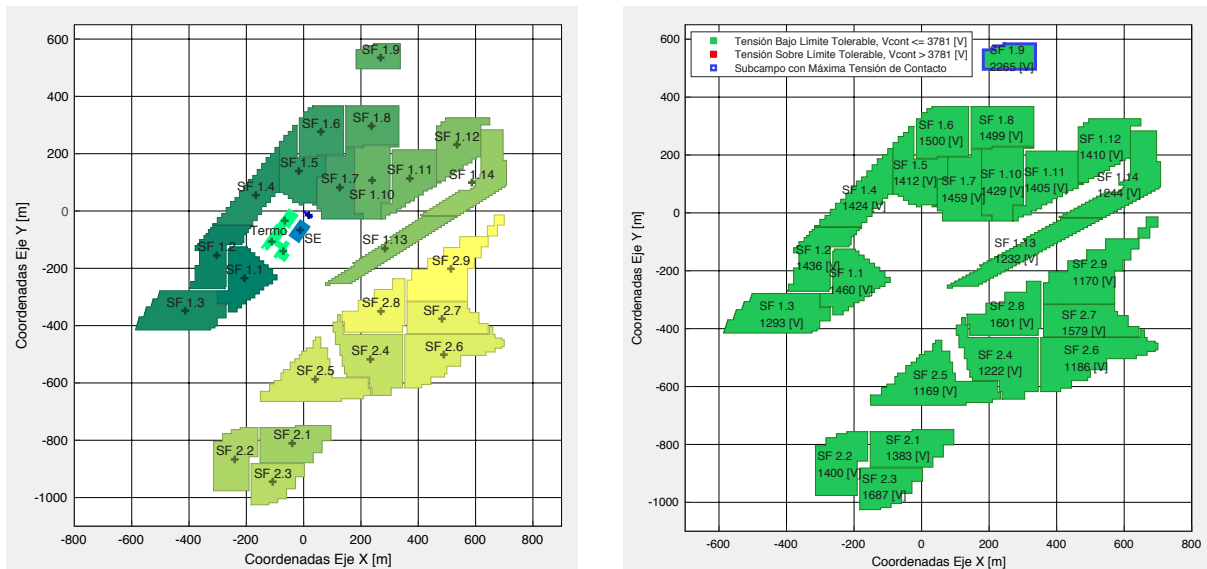
Fig. 6.2: Solicitación tensión de contacto en subestación eléctrica Emelda.

De acuerdo a la Fig. (6.2), la tensión de contacto en la subestación eléctrica Emelda, es superior al potencial de contacto máximo admisible. Por tanto, dado que el potencial de contacto en los subcampos es cercano al máximo admisible, y la tensión de contacto en la subestación eléctrica es superior al límite tolerable, se concluye que este diseño no es factible, pues no cumple con los criterios de seguridad establecidos.

Con respecto a las solicitaciones de paso, debido a que el potencial que adquiere la puesta a tierra, es inferior a los límites tolerables de los criterios de seguridad, utilizados en la subestación eléctrica y en las instalaciones del parque fotovoltaico, implica que las diferencias de potencial en los puntos del terreno, no sean un riesgo para las personas.

### 6.2.2. Puesta a tierra de parque fotovoltaico sin malla de interconexión

Se analiza un diseño de puesta a tierra, que contempla las sub-mallas del parque fotovoltaico sin interconexión, es decir, considera como parte del sistema de puesta a tierra de los subcampos, los perfiles de acero de las mesas de los paneles fotovoltaicos, sin embargo, no existe una interconexión física entre la puesta a tierra de los centros de conversión y la puesta a tierra de la subestación eléctrica. Con respecto al caso de estudio, el diseño estaría compuesto por las mallas de los subcampo, la malla de las cabinas de la sala eléctrica y de control, y el sistema de puesta a tierra de la central termoeléctrica, tal como se muestra en la Fig. (6.3a).



(a) Sub-mallas parque fotovoltaico.

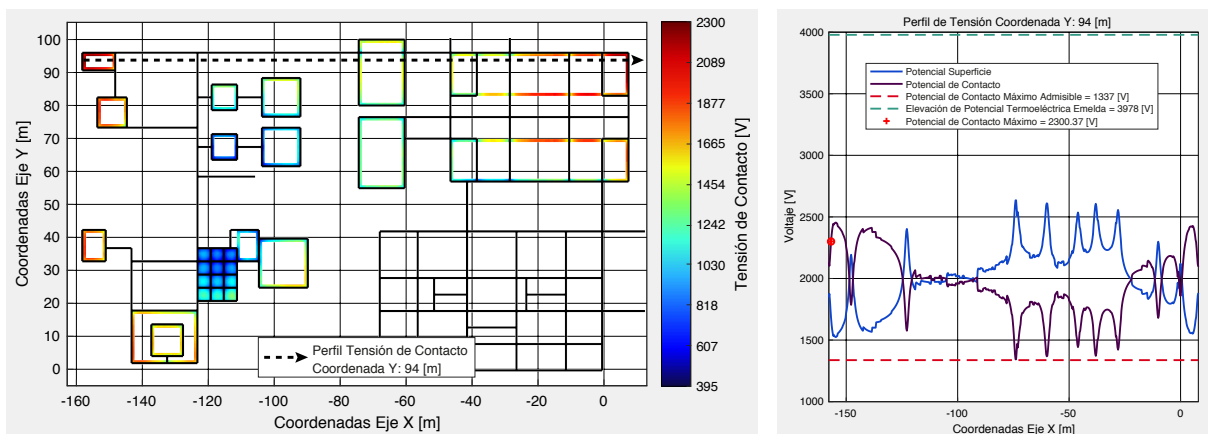
(b) Tensión de contacto en subcampos.

Fig. 6.3: Diseño de puesta a tierra de parque fotovoltaico sin malla de interconexión.

Al no estar interconectadas las sub-mallas del parque fotovoltaico, frente a una falla de corriente residual estas adquieren diferentes potenciales. En el sistema de media tensión, tanto los devanados de los transformadores elevadores como los devanados de los transformadores de poder presentan una conexión de tipo delta, por tanto, frente a una falla de corriente residual no existe un retorno por los neutros. Sin embargo, en los sistemas de baja tensión, los devanados del primario de los transformadores elevadores presentan una conexión en estrella con neutro a tierra, por tanto, frente a una falla desequilibrada en las fases de baja tensión, se produce una corriente residual que retorna por los neutros de los transformadores.

Con respecto a la sección (4.4), la máxima corriente de falla residual en los sistemas de baja tensión corresponde a  $4,89 \text{ [kA]}_{\text{RMS}}$ . El estudio de cortocircuito del parque fotovoltaico, indica que la razón entre la reactancia inductiva y la resistencia de los sistema de baja tensión en la ubicación de la falla corresponde a  $11,27 \text{ [-]}$ . A partir de la metodología descrita en la sección (4.4.4), considerando un tiempo de despeje de falla de  $50 \text{ [ms]}$ , se obtiene para los sistemas de baja tensión una corriente asimétrica residual de  $6,3255 \text{ [kA]}_{\text{RMS}}$ .

Luego en función de las resistencias, y de la máxima corriente de falla residual, se determina los potenciales que adquieren los sistemas de puesta a tierra del parque fotovoltaico, para posteriormente verificar si las máximas solicitaciones de tensión de contacto, cumplen con los criterios de seguridad establecidos. Dado que el tiempo de despeje de falla en los sistemas de baja tensión es de  $50 \text{ [ms]}$ , para estudiar las solicitaciones de tensión en los subcampos, se deben reajustar los límites tolerables. Por tanto, al considerar como capa de resistividad superficial equivalente, el primer estrato del terreno, se obtiene un voltaje límite tolerable entre mano y pies de  $3.781 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ , y un voltaje límite tolerable entre pies de  $13.567 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ .

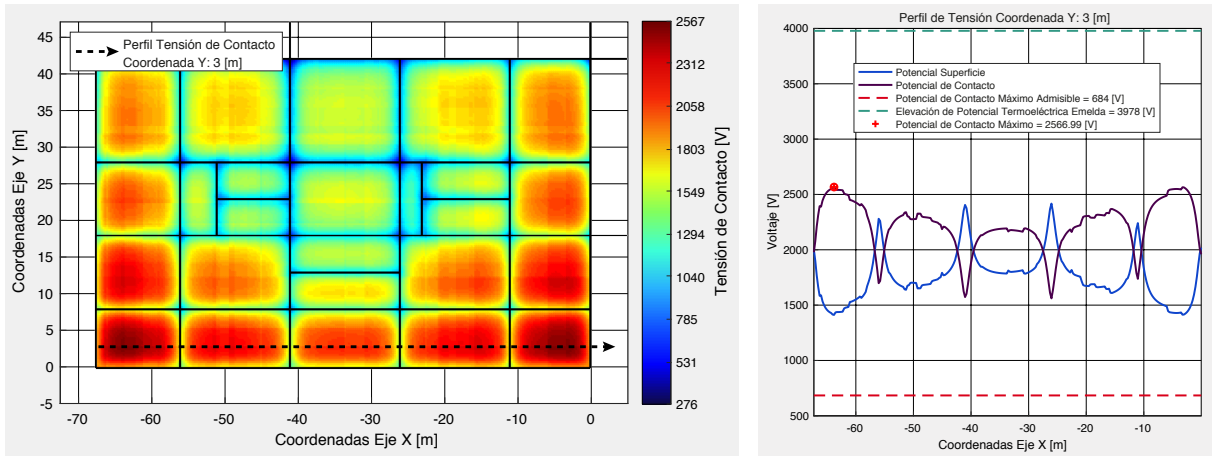


(a) Tensión de contacto central termoelectrónica.

(b) Perfil tensión de contacto.

Fig. 6.4: Solicitación tensión de contacto en central termoelectrónica Emelda.

De acuerdo a la Fig. (6.3b), se observa que el potencial que adquiere la puesta a tierra de los subcampos es inferior al límite máximo admisible, por tanto, este diseño cumple con los criterios de seguridad establecidos para los subcampos del parque fotovoltaico. Con respecto al sistema de puesta a tierra de la central termoeléctrica, dado que su resistencia es de  $0,3590 \text{ } [\Omega]$ , al considerar una corriente asimétrica de falla residual de  $I_G = 11,082 \text{ } [\text{kA}]_{\text{RMS}}$ , esta adquiere un potencial de  $3.978 \text{ } [\text{V}]_{\text{RMS}}$ .



(a) Tensión de contacto subestación eléctrica.

(b) Perfil tensión de contacto.

Fig. 6.5: Solicitación tensión de contacto en subestación eléctrica Emelda.

A partir de las Fig. (6.4) y (6.5), se observa que la tensión de contacto en la central termoeléctrica y en la subestación eléctrica, es superior a los potenciales de contacto máximos admisibles. Por tanto, dado que no se cumplen los criterios de seguridad establecidos, se concluye que este diseño no es factible.

### 6.2.3. Puesta tierra de parque fotovoltaico independiente de malla de subestación eléctrica

En determinadas situaciones puede ser conveniente interconectar diferentes puestas a tierra de una instalación, con el objeto de mejorar las características del conjunto y disminuir las diferencias de potencial entre distintos puntos de estas. Sin embargo, no siempre es adecuado, dado que la interconexión de puestas a tierra implica transferir innecesariamente altas elevaciones de potencial desde la subestación de mayor voltaje, hacia las instalaciones de menor voltaje [5].

No obstante, de acuerdo al diseño final propuesto, la opción de interconectar la malla de tierra del parque fotovoltaico con el sistema de puesta a tierra de la central termoeléctrica,

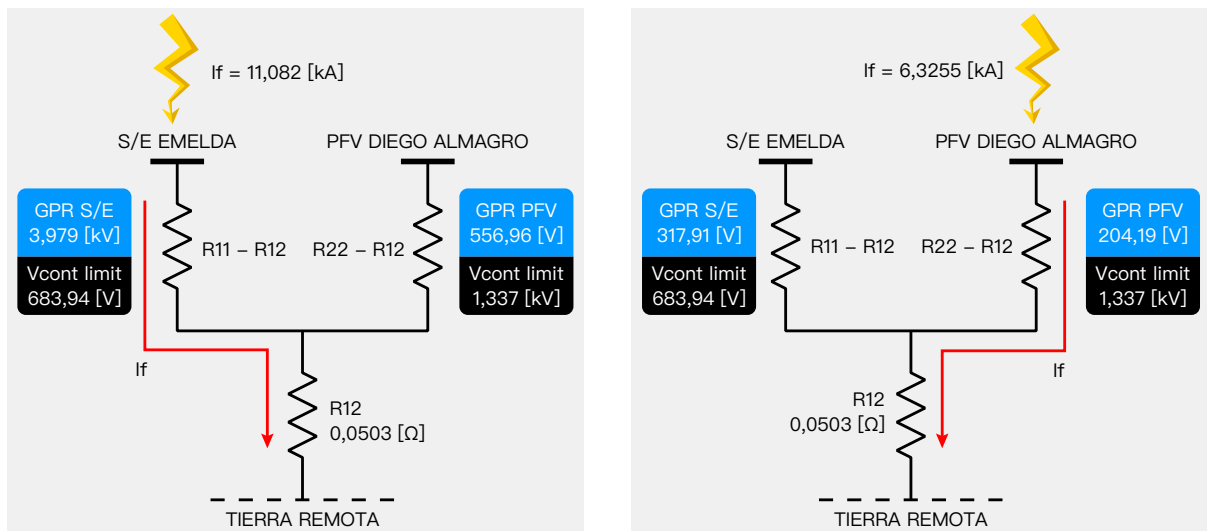


cumple con los criterios de seguridad establecidos. Sin embargo, a fin de estudiar las distintas opciones de solución, se evalúa la factibilidad de un diseño de puesta a tierra, que no considera la interconexión entre la malla de tierra del parque fotovoltaico y la malla de tierra de la subestación eléctrica.

De acuerdo al caso de estudio de la sección anterior, se observa que este diseño no es factible, pues al considerar el sistema de puesta a tierra de la central termoeléctrica desconectado de la malla de tierra del parque, la tensión de contacto tanto en la central termoeléctrica, como en la subestación eléctrica, es superior a los potenciales de contacto máximo admisible.

Sin embargo, aparte de ese análisis, dada la proximidad de las puestas a tierra, se busca determinar si la desconexión de las mallas pueda provocar frente a una falla residual, diferencias de potencial peligrosas que atenten contra la seguridad de las personas en las instalaciones del parque fotovoltaico. Por tanto, se emplea la expresión (4.18), para determinar de forma aproximada, la resistencia mutua entre la puesta a tierra del parque fotovoltaico y el sistema de puesta a tierra de la central termoeléctrica, donde se obtiene un valor de  $0,25 \text{ } [\Omega]$ .

Luego, al considerar una corriente asimétrica de falla residual en alta tensión igual a  $I_G = 11,082 \text{ } [\text{kA}]_{\text{RMS}}$ , se determina el potencial que induce la malla de la subestación sobre la puesta a tierra del parque fotovoltaico. De la misma forma, se determina el potencial que induce la malla de tierra del parque fotovoltaico sobre la puesta a tierra de la central térmica, frente a una corriente asimétrica de falla residual en baja tensión igual a  $I_G = 6,3255 \text{ } [\text{kA}]_{\text{RMS}}$ .



(a) Falla residual en alta tension de la S/E.

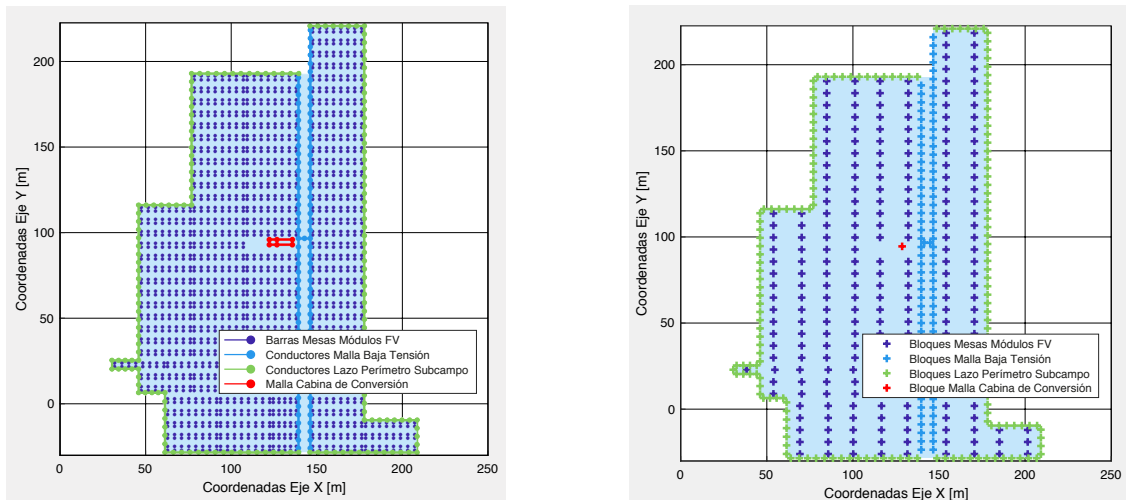
(b) Falla residual en baja tension del PFV.

Fig. 6.6: Circuito equivalente de falla residual entre dos mallas de tierra separadas.

A partir de la Fig. (6.6a), se observa que la elevada corriente que dispersa la puesta a tierra de la central térmica, induce un potencial sobre la puesta a tierra de los subcampos tensiones, que es inferior al límite de tensión de contacto tolerable de los subcampos, por tanto, separar ambas mallas no produce diferencias de potencial peligrosas que atenten contra la seguridad del personal. No obstante, tal como se explica anteriormente, de acuerdo a las características del parque fotovoltaico Diego de Almagro, esta solución no es factible, pues la tensión de contacto en la central termoeléctrica excede el potencial de contacto máximo admisible.

#### 6.2.4. Lazo en puesta a tierra de subcampos para mejorar solicitaciones de tensión

Con respecto a los resultados de la sección (5.5.2), se observa que las máximas sollicitaciones de tensión de contacto, se producen en las mesas ubicadas en el perímetro del subcampo. Por tanto, a fin de determinar una solución que permita reducir las sollicitaciones de tensión, se analiza un diseño de puesta a tierra, que contempla un lazo sobre el contorno de la puesta a tierra de los subcampos. Se aplica esta solución sobre la malla de tierra del subcampo SF 1.7, dado que, de acuerdo a la Fig. (5.15) presenta la mayor sollicitación de contacto. En cuanto al tendido de los conductores, se entierran a 0,5 [mt] del contorno de las mesas, y se emplea una profundidad y calibre equivalente al de la malla de tierra de baja tensión, es decir, 0,6 [m] y 50 [mm<sup>2</sup>], respectivamente.



(a) Malla de tierra módulos fotovoltaicos SF 1.7.

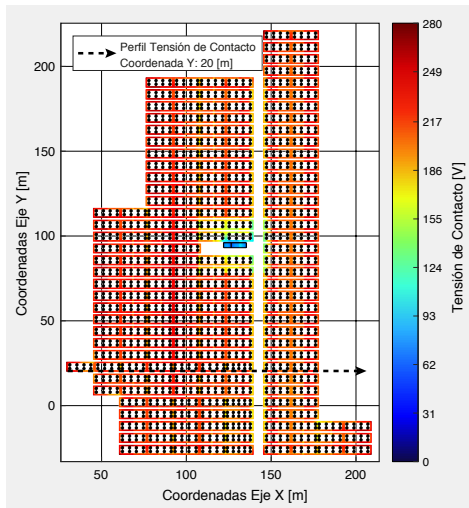
(b) Malla de tierra simplificada SF 1.7.

Fig. 6.7: Malla de tierra de subcampo SF 1.7, con lazo en perímetro de puesta a tierra.

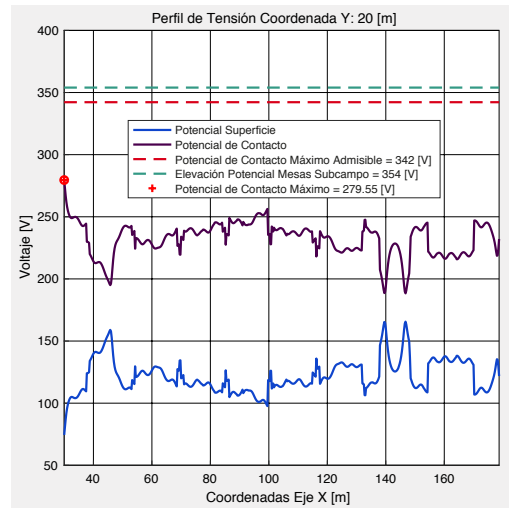
La Fig. (6.7a) muestra que la malla de tierra del subcampo SF 1.7 contiene 1.948 barras, luego al aplicar la metodología propuesta, la configuración de electrodos verticales

se reduce a 242 bloques equivalentes, Fig. (6.7b); esta simplificación permite reducir significativamente el tiempo de cómputo de la resistencia propia del subcampo, que presenta un valor de  $0,2252 \text{ } [\Omega]$ . De acuerdo a la Tabla (5.6), el lazo perimetral reduce la resistencia del subcampo en un 8 %, con respecto al diseño original. Sin embargo, al determinar la resistencia del parque fotovoltaico, esta no sufre variación, por tanto, al considerar una corriente asimétrica de falla residual igual a  $I_G = 11,082 \text{ [kA]}_{\text{RMS}}$ , la puesta a tierra del parque fotovoltaico adquiere un potencial de  $353,969 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ .

El módulo cálculo de solicitaciones de contacto, descrito en la sección (A.3), permite determinar la distribución de la tensión de contacto en el subcampo SF 1.7. De acuerdo, a la (6.8), la máxima sollicitación de tensión de contacto posee un valor de  $280 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ . Por tanto, al comparar con las sollicitaciones de tensión del diseño original, Fig. (5.16), se obtiene que el lazo perimetral de la puesta a tierra del subcampo SF 1.7, reduce en un 16 % las posibles sollicitaciones de tensión de contacto.



(a) Tensión de contacto SF 1.7.



(b) Perfil tensión de contacto SF 1.7.

Fig. 6.8: Sollicitación tensión de contacto en subcampo SF 1.7.

### 6.3. Análisis Económico

El costo del sistema de puesta a tierra de un parque fotovoltaico de grandes dimensiones, a menudo puede alcanzar los millones de dólares solo en materiales. A diferencia del diseño de puesta a tierra de una subestación, en el que una solución sobre-dimensionada es económicamente rentable, un pequeño porcentaje de exceso en el diseño de la malla de tierra de un parque fotovoltaico puede generar un costo significativo [38]. Por tanto, es

imprescindible realizar un análisis preciso, que proporcione el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos.

De acuerdo a la referencia [40], el costo de un sistema de puesta a tierra está sujeto a la cantidad y calibre de conductores empleados, al número y longitud de varillas de tierra utilizadas, y a las excavaciones y terraplenes necesarios para el tendido. En esta sección, se efectúa una comparación económica entre el diseño final, la malla de tierra construida del caso de estudio, y una malla de tierra convencional de acuerdo al estándar IEEE 80-2013.

Dado que la solución final, por criterios de seguridad y económicos, conserva el diseño de la malla de tierra construida del caso de estudio, implica que el análisis se reduce a una comparación tecno-económica entre dos tipos de puesta a tierra. De las cuales, para controlar las solicitaciones de tensión en los subcampos, una utiliza un diseño reticulado convencional, y otra considera como parte del sistema de puesta a tierra, los perfiles de acero de las mesas que soportan los paneles fotovoltaicos.

### **6.3.1. Diseño y análisis malla de tierra reticulada en subcampos**

De acuerdo a la metodología, este diseño no considera como parte del sistema de puesta a tierra, los perfiles de acero de las mesas que soportan los paneles fotovoltaicos. Por tanto, para proteger las mesas de los subcampos frente a solicitaciones de tensión, implementa una malla reticulada convencional, de acuerdo a lo descrito en el estándar IEEE 80-2013 [4]. El resto del sistema de puesta a tierra del parque, es similar a la solución final, es decir, contempla una malla de tierra principal, que utiliza las canalizaciones de media tensión para unir la puesta a tierra de las cabinas convertidoras entre sí, con la puesta a tierra de la sala eléctrica, la puesta a tierra de la sala de control, y la puesta a tierra de la central térmica.

El diseño inicial de la malla de tierra de los centros de conversión, está compuesto por la malla de tierra de la propia cabina de conversión, y por una malla reticulada convencional, la cual cubre el área del subcampo, y mediante cables de derivación se conecta a las mesas de los módulos fotovoltaicos adyacentes.

A fin de simplificar el diseño y análisis del sistema de puesta a tierra de los subcampos, se propone utilizar métodos aproximados. En la literatura, existen numerosos procedimientos y expresiones para efectuar el análisis de malla de tierra; sin embargo, el procedimiento más frecuente, es el recomendado en el estándar IEEE 80-2013. No obstante, esta norma solo aborda mallas rectangulares, por tanto, para estudiar los sistemas de puesta a tierra de los subcampos, se propone emplear una simplificación, que consiste en modificar la

geometría de los subcampos por cuadrados de área equivalente, tal como se muestra en la Fig. (6.9). De esta forma, se puede obtener un resultado semi-exacto de la resistencia de la puesta a tierra de los subcampos, y de las solicitaciones de tensión que se originan.

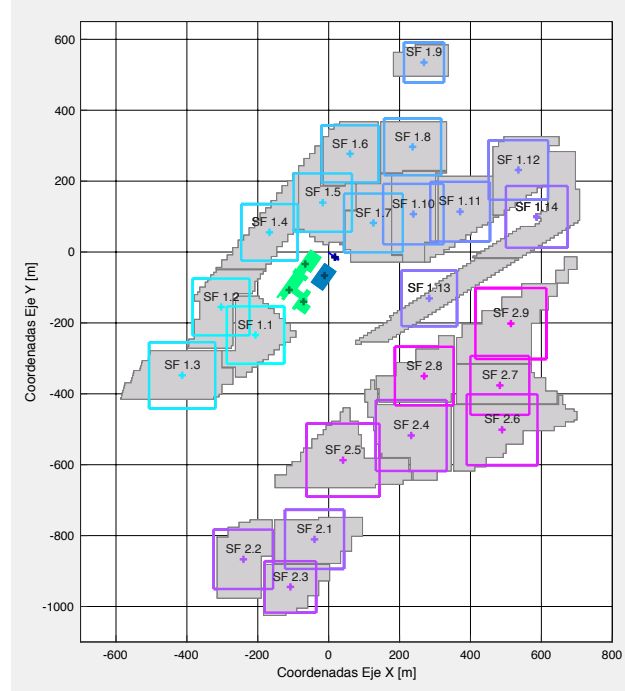


Fig. 6.9: Simplificación geometría de subcampos por cuadrados de área equivalente.

Si bien, el diseño inicial contempla mallas reticuladas independientes para cada subcampo, se propone que la separación entre los conductores de las retículas sea común. Por otro lado, dada las grandes dimensiones del parque fotovoltaico, lo más adecuado es diseñar una malla de tierra que tenga como máximo un valor de resistencia establecido, tal que, el potencial adquirido por la puesta a tierra del parque fotovoltaico, sea inferior a los requerimientos de seguridad para las personas dentro o en los contornos de la instalación.

El límite de la sollicitación de contacto en las instalaciones del parque fotovoltaico, corresponde a  $1.337 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ . En función de dicho límite, y considerando una corriente asimétrica de falla residual de  $I_G = 11,082 \text{ [kA]}_{\text{RMS}}$ , se determina el máximo valor de la resistencia de la puesta a tierra de los subcampos, tal que, el potencial que adquiera la puesta a tierra del parque, sea inferior en un 25 % con respecto al límite tolerable de las sollicitaciones de tensión de contacto, es decir,  $1.000 \text{ [V]}_{\text{RMS}}$ . En función de la expresión (4.18), se determina el máximo valor de la resistencia de la malla de tierra de los subcampos, el cual corresponde a  $R_{\text{máx}} = 8,49 \text{ [\Omega]}$ ; con respecto a este valor, la resistencia del sistema de puesta a tierra del parque fotovoltaico adquiere un valor de  $0,0903 \text{ [\Omega]}$ .

Una vez determinado el valor límite de la resistencia de los subcampos, se procede a determinar la separación óptima entre los conductores de las retículas. Para ello, se emplea el método descrito por Salama, El Sherbiny y Chow [41], que corresponde a un procedimiento para el cálculo de la resistencia de una malla de tierra de forma rectangular, en un terreno de dos capas. Si la malla está ubicada en el estrato superior de un terreno de resistividades  $\rho_1$ ,  $\rho_2$  y espesor  $h$  del estrato superior, su resistencia está dada por:

$$R = c_t \cdot R_0 - R_p \quad (6.1)$$

Donde  $R_0$ , es la resistencia de la malla de tierra ubicada sobre la superficie ( $t = 0$ ) de un terreno supuesto homogéneo, de resistividad  $\rho_1$ .

$$R_0 = \rho_1 \left[ \frac{1}{4} \sqrt{\frac{\pi}{S}} + \frac{1}{2\pi L} \cdot \ln \left( \frac{0,061 \cdot D_m}{d_c} \right) \right] \quad (6.2)$$

$c_t$  es un factor de corrección que considera la verdadera profundidad de enterramiento  $t$ :

$$c_t = 1 - \frac{2,256}{\sqrt{S}} \cdot t \quad (6.3)$$

y  $R_p$  es una resistencia adicional (positiva o negativa), que considera el efecto perturbador del segundo estrato:

$$R_p = \rho_1 \cdot \frac{\ln(1 - K)}{2\pi \cdot (h + h_0)} \quad (6.4)$$

donde, a su vez:

$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1} \quad (6.5)$$

$$h_0 = c_f \sqrt{\frac{S}{2\pi}} \cdot \frac{K - 1}{2K} \cdot \ln(1 - K) \quad (6.6)$$

y  $c_f$  es un factor de forma, que vale 0,90 para una malla cuadrada, y 0,93 para una malla de relación  $A/B = 2$ .

Donde cada parámetro corresponde a:

- $S$  : Superficie abarcada por la puesta a tierra, en  $[\text{m}^2]$ .
- $L$  : Longitud total del conductor,  $L = 2 \cdot D_m(N + \sqrt{N})$ , en  $[\text{m}]$ .
- $D_m$  : Dimensión media geométrica de los módulos,  $D_m = \sqrt{D_x \cdot D_y}$ , en  $[\text{m}]$ .
- $N$  : Cantidad de módulos.
- $d_c$  : Diámetro de los conductores, en  $[\text{m}]$ .
- $t$  : Profundidad de enterramiento de los conductores, en  $[\text{m}]$ .

Dado que la resistencia de una puesta a tierra, se reduce al aumentar el área abarcada por el perímetro de la malla de tierra [21]; para el cálculo de la separación entre los conductores, se considera el área del subcampo que cubre menos superficie, con el fin de que la resistencia de los subcampos sea inferior al valor límite establecido.

En la Tabla (6.1), se muestra las áreas de los subcampos, se observa que el subcampo SF 1.9 presenta la menor superficie; por tanto, se emplea esta área para el cálculo de la separación óptima entre los conductores de la retícula. En cuanto a las características constructivas, de acuerdo al estudio de dimensionamiento de los conductores, sección (4.5), se utilizan conductores de calibre de 50  $[\text{mm}^2]$ , y se consideran zanjas de un ancho de 0,3  $[\text{m}]$  y profundidad de 0,6  $[\text{m}]$ .

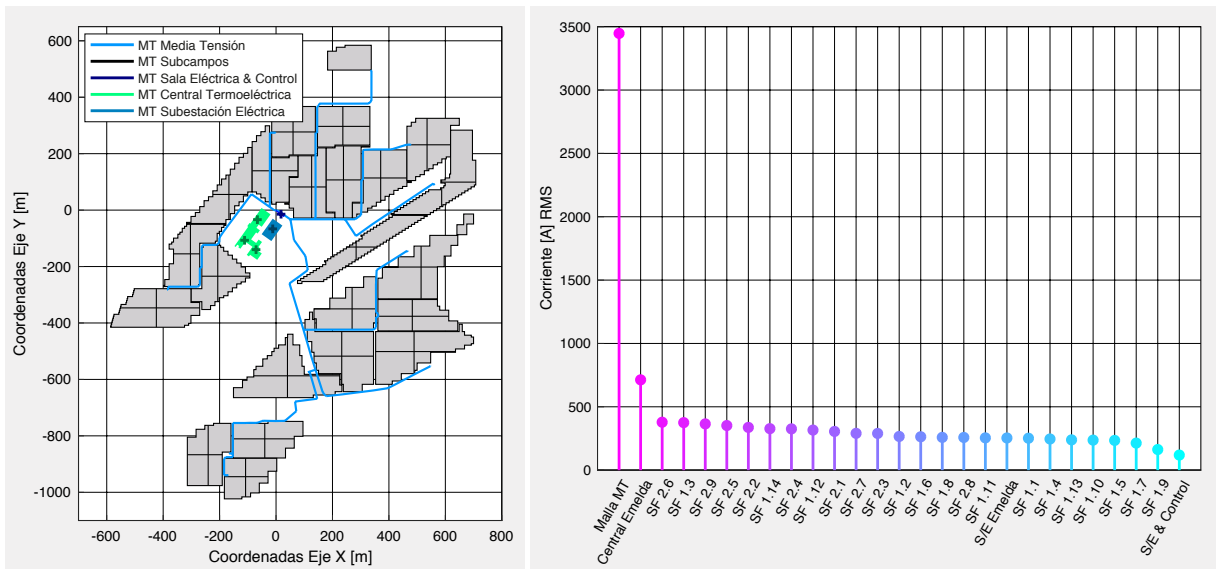
A partir de la expresión (6.1), se obtiene que el diseño de una malla rectangular con solo un módulo  $N = 1$ , en el subcampo SF 1.9 presenta una resistencia de 2,7812  $[\Omega]$ , el cual es inferior al máximo valor de resistencia establecido,  $R_{\text{máx}} = 8,49 [\Omega]$ . Por tanto, la distancia de separación entre los conductores de las mallas reticuladas de los subcampos, está dada por la dimensión geométrica de los módulos del subcampo SF 1.9, que corresponde a  $D_m = 112,7754 [\text{m}]$ . Luego, se procede a calcular la resistencia de los subcampos, cuyo resultado se muestra en la Tabla (6.1), donde se observa una relación inversamente proporcional entre el área de los subcampos, y la resistencia de la puesta a tierra.

Dado que la resistencia de los subcampos es inferior al valor máximo establecido,  $R_{\text{máx}} = 8,49 [\Omega]$ , se concluye que el diseño inicial de las mallas reticuladas, cumple con los criterios de diseño establecidos. De esta forma, en la Fig. (6.10) se presenta el diseño final de la malla reticulada de los subcampos, y se procede al cálculo de la resistencia de la puesta a tierra del parque fotovoltaico. Para ello, se emplea la rutina de código [CalculoResistencia.m](#), que entrega un valor de 0,0586  $[\Omega]$  para la resistencia de la malla de tierra del parque fotovoltaico Diego de Almagro. Posteriormente, al considerar una corriente asimétrica de falla residual, igual a  $I_G = 11,082 [\text{kA}]_{\text{RMS}}$ , se determina que la puesta a tierra del parque fotovoltaico

adquiere un potencial de 649,723 [V]<sub>RMS</sub>, el cual es inferior al límite de las solicitaciones de tensión de contacto de los subcampos.

Subcampo	Área	Resistencia	Subcampo	Área	Resistencia
SF 1.1	2,62 [ha]	1,3591 [Ω]	SF 1.13	2,45 [ha]	1,4052 [Ω]
SF 1.2	2,57 [ha]	1,3736 [Ω]	SF 1.14	3,04 [ha]	1,2628 [Ω]
SF 1.3	3,48 [ha]	1,1787 [Ω]	SF 2.1	2,78 [ha]	1,3199 [Ω]
SF 1.4	2,55 [ha]	1,3791 [Ω]	SF 2.2	2,81 [ha]	1,3135 [Ω]
SF 1.5	2,71 [ha]	1,3378 [Ω]	SF 2.3	2,11 [ha]	1,5169 [Ω]
SF 1.6	2,59 [ha]	1,3672 [Ω]	SF 2.4	4,00 [ha]	1,0998 [Ω]
SF 1.7	2,75 [ha]	1,3273 [Ω]	SF 2.5	4,25 [ha]	1,0667 [Ω]
SF 1.8	2,58 [ha]	1,3697 [Ω]	SF 2.6	4,00 [ha]	1,1004 [Ω]
SF 1.9	1,27 [ha]	2,7812 [Ω]	SF 2.7	2,76 [ha]	1,3238 [Ω]
SF 1.10	2,91 [ha]	1,2890 [Ω]	SF 2.8	2,74 [ha]	1,3296 [Ω]
SF 1.11	2,84 [ha]	1,3061 [Ω]	SF 2.9	4,01 [ha]	1,0988 [Ω]
SF 1.12	2,82 [ha]	1,3106 [Ω]			

Tabla 6.1: Resistencia y área de mallas reticuladas de subcampos, parque fotovoltaico Diego de Almagro.



(a) Disposición malla reticulada.

(b) Distribución de corrientes por sub-mallas.

Fig. 6.10: Diseño final malla de tierra parque fotovoltaico Diego de Almagro.

De acuerdo a la metodología, se procede al cálculo de las solicitaciones de tensión de contacto y paso, que se originan en las instalaciones del parque fotovoltaico, frente a una falla



de corriente residual. Según la norma del estándar IEEE 80-2013, la solicitud de tensión entre mano y pies  $V_{\text{cont}}$  en el interior de una malla de tierra reticulada, y la solicitud de tensión máxima entre pies  $V_{\text{paso}}$  en su contorno, se determina de forma aproximada con las siguientes expresiones [4]:

$$V_{\text{cont}} = K_m \cdot K_i \rho \cdot \frac{I_d}{L_e} \quad [\text{V}]_{\text{RMS}} \quad (6.7)$$

$$V_{\text{paso}} = K_S \cdot K_i \rho \cdot \frac{I_d}{L_S} \quad [\text{V}]_{\text{RMS}} \quad (6.8)$$

Donde:

- $K_m$ , y  $K_S$ , son factores adimensionales que dependen solo de las características geométricas de la malla de tierra.
- $K_i$ , es un factor adimensional empírico que considera la mayor densidad relativa de corriente en los elementos exteriores de la malla de tierra.
- $\rho$ , es la resistividad del terreno, supuesto homogéneo.
- $I_d$ , es la corriente dispersada por la malla de tierra.
- $L_e$ , es la longitud equivalente de los elementos que conforman la malla de tierra, considerando conductores y barras.
- $L_S$ , es la longitud efectiva de los conductores enterrados.

En lo fundamental, la proposición del procedimiento de la norma del estándar IEEE 80-2013, consiste en determinar los factores  $K_m$ ,  $K_S$ , y  $K_i$ , de las expresiones (6.7) y (6.8). Se asume que para fines de calcular las solicitudes máximas de voltaje, los elementos de la malla de tierra se representan por un equivalente consistente en un conjunto de  $n$  conductores paralelos, separados a igual distancia  $D$  entre sí.

Este cálculo, supone que la solicitud máxima entre mano y pies, en el interior del conjunto equivalente de conductores, se produce en el punto medio entre los dos conductores exteriores, por tanto, el valor de  $K_m$  se determina para dicho punto. Asimismo se considera inicialmente que los  $n$  conductores dispersan hacia el terreno una densidad lineal de corriente constante, igual a la densidad media dispersada por todos los elementos de la malla. Sin embargo, dado que la corriente dispersada por los conductores no es uniforme en toda su extensión, el estándar IEEE 80-2013, recomienda aplicar un factor de corrección adecuado para propósitos prácticos:

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n \quad (6.9)$$

Donde  $n$  es el número efectivo de conductores paralelos en un reticulado rectangular equivalente, definido por:

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d \quad (6.10)$$

$$n_a = 2 \cdot \frac{L_c}{L_p} \quad (6.11)$$

$$n_b = 2 \cdot \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}}$$

$$n_c = \left[ \frac{L_x \cdot L_y}{A} \right] \left( \frac{0,7 \cdot A}{L_x \cdot L_y} \right)$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \quad (6.12)$$

En el cual, cada parámetro corresponde a:

- $L_c$  : Longitud total del conductor en el reticulado horizontal, en [m].
- $L_p$  : Longitud del perímetro del reticulado, en [m].
- $A$  : Área de la malla de tierra, en [m<sup>2</sup>].
- $D_m$  : Distancia máxima entre dos puntos cualquiera de la malla de tierra, en [m].
- $L_x$  : Máxima longitud de la malla en la dirección  $x$ , en [m].
- $L_y$  : Máxima longitud de la malla en la dirección  $y$ , en [m].

De acuerdo al estándar IEEE 80-2013 [4], el factor  $K_m$ , está dado por:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16 \cdot t \cdot d_c} + \frac{(D + 2 \cdot t)^2}{8 \cdot D \cdot d_c} - \frac{t}{4 \cdot d_c} \right) + \frac{K_{ii}}{K_t} \cdot \ln \left( \frac{8}{\pi \cdot (2n - 1)} \right) \right] \quad (6.13)$$

Donde:

- $D$ , es la distancia de separación entre los conductores, en [m].
- $t$ , es la profundidad de enterramiento de los conductores, en [m].

- $d_c$ , es el diámetro de los conductores, en [m].
- $n$ , es el número efectivo de conductores paralelos en un reticulado, definido en la expresión (6.10).
- Para mallas con barras instaladas en las esquinas o en el perímetro, junto con otras barras posibles instaladas en el interior, el factor  $K_{ii}$  vale 1.
- Para mallas sin barras o con solo algunas barras no ubicadas en las esquinas o en el perímetro, el factor  $K_{ii}$  está dado por:

$$K_{ii} = \left[ \frac{1}{2 \cdot n} \right] \left( \frac{2}{n} \right) \quad (6.14)$$

- El factor  $K_t$ , está dado por:

$$K_t = \sqrt{1 + \frac{t}{t_0}} \quad (6.15)$$

Donde  $t_0 = 1$  [m], es el valor de referencia de la profundidad de enterramiento de los conductores.

De acuerdo al estándar IEEE 80-2013 [4], el factor  $K_S$ , para una profundidad de enterramiento entre  $0,25 \leq t \leq 2,5$  [m], está dado por:

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{2}{2 \cdot t} + \frac{1}{D + t} + \frac{1}{D} \cdot \left( 1 - 0,5^{(n-2)} \right) \right] \quad (6.16)$$

Donde:

- $D$ , es la distancia de separación entre los conductores, en [m].
- $t$ , es la profundidad de enterramiento de los conductores, en [m].
- $n$ , es el número efectivo de conductores paralelos en un reticulado, definido en la expresión (6.10).

La longitud equivalente  $L_e$ , depende de la geometría de la malla y de los elementos que conforman la malla de tierra:

- Si la malla de tierra posee barras ubicadas en las esquinas o en la periferia, la longitud equivalente de los elementos está dada por:

$$L_e = L_c + \left[ 1,55 + 1,22 \cdot \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right] \quad (6.17)$$

- Si la malla no posee barras, o están ubicadas en su interior, alejadas de las esquinas o la periferia, la longitud equivalente está dada por:

$$L_e = L_c + L_b \quad (6.18)$$

Donde  $L_c$ , es la longitud total del conductor en el reticulado horizontal,  $L_b$  es la longitud total de todas las barras, y  $L_x$  y  $L_y$ , es la máxima longitud de la malla en la dirección  $x$  e  $y$ , respectivamente.

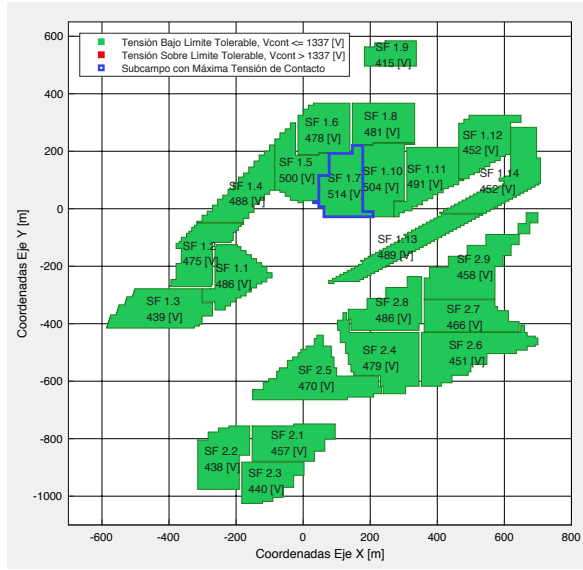
La longitud efectiva de los conductores enterrados  $L_S$ , está dada por:

$$L_S = 0,75 \cdot L_c + 0,85 \cdot L_b \quad (6.19)$$

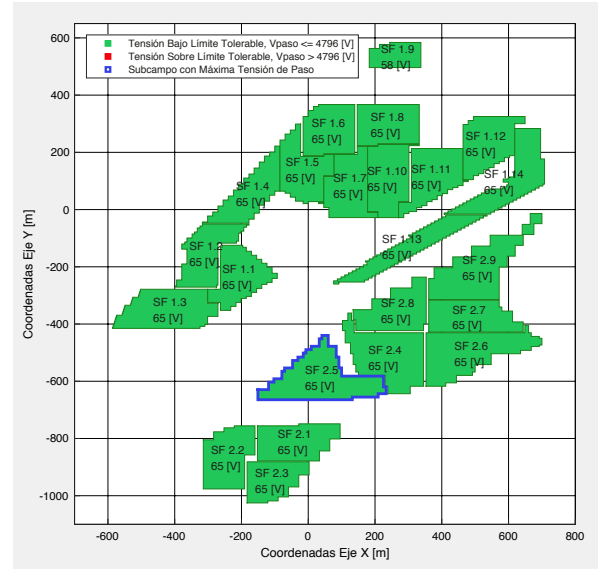
Donde  $L_c$ , es la longitud total del conductor en el reticulado horizontal, y  $L_b$  es la longitud total de todas las barras.

De esta forma de acuerdo al procedimiento descrito en el estándar IEEE 80-2013, se determinan las solicitaciones de contacto y paso, que se originan producto de una falla de corriente residual, tal como se muestra en la Fig. (6.11). Con respecto a la resistividad del terreno, de acuerdo a la referencia [5], se considera como capa equivalente los estratos que contienen los elementos de la puesta a tierra; debido a que, las mallas reticuladas de los subcampos, se entierran a una profundidad de  $t = 0,6$  [m], se emplea una resistividad de suelo igual a  $\rho = 335,94$  [ $\Omega$ ].

En función de las corrientes dispersadas por las sub-mallas de los subcampos, y considerando una separación entre los conductores de  $D_m = 112,7754$  [m], a partir de las expresiones (6.7) y (6.7), se obtienen las solicitaciones de paso y contacto, que se originan en los subcampos. De acuerdo a la Fig. (6.11), se observa que los subcampos SF 1.7 y SF 2.5, presentan las mayores solicitaciones de tensión de contacto y de paso, respectivamente. Sin embargo, estas solicitaciones son inferiores a los límites tolerables. Por tanto, la malla reticulada de los subcampos cumple con los criterios de seguridad establecidos.



(a) Solicitación tensión de contacto.



(b) Solicitación tensión de paso.

Fig. 6.11: Solicitaciones tensión de paso y contacto en subcampos, parque fotovoltaico Diego de Almagro.

Dado que el potencial que adquiere la puesta a tierra, es inferior a los límites tolerables de paso y contacto empleados en las instalaciones del parque fotovoltaico, se concluye que el diseño final de la malla de tierra, presentado en la Fig. (6.10), cumple con los criterios de seguridad establecidos.

### 6.3.2. Costo de inversión mallas de tierra

El diseño seguro y económico de un sistema de puesta a tierra, se lleva a cabo minimizando su función de costo. De acuerdo a la literatura, esta función incluye algunos parámetros geométricos y de construcción, como el número de conductores, el tamaño del conductor, la profundidad de la rejilla, el número de varillas, la longitud de varillas, el espacio entre conductores, y el área total de excavación; además esta función está sujeta a varios criterios de seguridad. A continuación se presenta la función de costos adoptada [40].

$$f_C(L_c, s_c, w, t, N_b) = (C_{cmat} \cdot s_c + C_{cinst} + C_{exc} \cdot t \cdot w) \cdot L_c + (C_{bmat} + C_{binst}) \cdot N_b \quad (6.20)$$

sujeito a:

$$V_{\text{mano-pie}} \leq V_{\text{cont}} \quad (6.21)$$

$$V_{\text{pie-pie}} \leq V_{\text{paso}} \quad (6.22)$$

$$R_{\text{ground}} \leq R_{\text{limit}} \quad (6.23)$$

Donde, cada parámetro corresponde a:

- $L_c$  : Longitud total del conductor en el reticulado horizontal, en [m].
- $s_c$  : Sección transversal del conductor, en [m].
- $w$  : Ancho zanjas de malla de tierra, en [m].
- $t$  : Profundidad de enterramiento de malla de tierra, en [m].
- $N_b$  : Cantidad total de barras empleadas, en [barra].
- $C_{\text{cmat}}$  : Costo del material conductor, en [USD/m].
- $C_{\text{cinst}}$  : Costo de instalación del material conductor, en [USD/m].
- $C_{\text{bar}}$  : Costo por unidad de electrodos verticales, en [USD/barra].
- $C_{\text{binst}}$  : Costo de instalación de electrodos verticales, en [USD/barra].
- $C_{\text{exc}}$  : Costo por metro cúbico excavado, en [USD/m<sup>3</sup>].

En la Tabla (6.2) se muestran los valores de los costos empleados. Los precios de los conductores y de las barras, corresponden a los valores comerciales publicados en la página web de la comercializadora de materiales Tecnoed Chile [42, 43]. Con respecto a los costos de instalación y excavación, se consideran los valores propuestos por la referencia [40]. El tipo de cambio utilizado, corresponde al promedio del dólar observado por el Banco Central en el cuarto trimestre del año 2020 [44], que presenta un valor de 762,40 [pesos/USD].

Descripción Costos	Precio Unitario
Conductor 1 AWG, 7H	5,28 [USD/m]
Conductor 2/0 AWG, 7H	8,30 [USD/m]
Barra Copperweld 5/8" × 2mt	20,57 [USD/barra]
Excavación de terreno	25,00 [USD/m <sup>3</sup> ]
Instalación de barras	48,00 [USD/m]
Instalación de conductores	85,00 [USD/m]

Tabla 6.2: Parámetros utilizados en función de costo malla de tierra.

De acuerdo a la Comisión Chilena del Cobre (Cochilco), en el mes de enero del año 2021, el cobre fue transado en la bolsa de metales a un precio de 7,97 [USD/kg]. A partir de la Tabla (6.2), se observa que el conductor de cobre desnudo se comercializa 12,41 [USD/kg] con IVA (Impuesto de Valor Agregado, 19%), y a 10,43 [USD/kg] sin IVA. El margen entre el precio transado de la materia prima y el valor del producto final, permite financiar el proceso productivo del conductor, que está compuesto por etapas de refinación, laminación, trefilación y trenzado [45].

De esta forma, de acuerdo a la expresión (6.20), se procede a determinar el costo de inversión (Capex, por sus siglas en inglés), de la malla reticulada y de la malla propuesta. Cabe destacar, que no se considera el costo de inversión del sistema de puesta a tierra de la central termoeléctrica, pues no pertenece al proyecto del parque fotovoltaico Diego de Almagro. En las tablas (6.3a) y (6.3b), se muestran los costos de inversión de las mallas diseñadas.

Descripción	Dimensiones	Cantidad	Material	Valor Unitario	Capex [USD]
Conductor de Cobre Desnudo	1 [AWG], 7 [H]	12.133 [m]	5.460 [kg]	\$ 5,28 [USD/m]	\$ 64.062
Excavación Zanjas Malla Baja Tensión	0,4 [m] x 0,6 [m]	-	-	\$ 25 [USD/m <sup>3</sup> ]	-
Instalación Malla Baja Tensión	-	12.133 [m]	-	\$ 85 [USD/m]	\$ 1.031.305
<b>Subtotal Malla Subcampos</b>					<b>\$ 1.095.367</b>
Barra Copperweld	5/8" x 2 [m]	92 [barras]	-	\$ 20,57 [USD/barra]	\$ 1.892
Instalación Barra Toma a Tierra	5/8" x 2 [m]	92 [barras]	-	\$ 48 [USD/barra]	\$ 4.416
Conductor de Cobre Desnudo	2/0 [AWG], 7 [H]	828 [m]	522 [kg]	\$ 8,30 [USD/m]	\$ 6.872
Excavación Zanjas Mallas CC	0,3 [m] x 0,7 [m]	828 [m]	-	\$ 25 [USD/m <sup>3</sup> ]	\$ 4.347
Instalación Mallas CC	-	828 [m]	-	\$ 85 [USD/m]	\$ 70.380
<b>Subtotal Mallas CC</b>					<b>\$ 87.908</b>
Conductor de Cobre Desnudo	2/0 [AWG], 7 [H]	5.211 [m]	3.283 [kg]	\$ 8,30 [USD/m]	\$ 43.251
Excavación Zanjas Malla MT	1 [m] x 0,7 [m]	-	-	\$ 25 [USD/m <sup>3</sup> ]	-
Instalación Malla MT	-	5.211 [m]	-	\$ 85 [USD/m]	\$ 442.935
<b>Subtotal Malla MT</b>					<b>\$ 486.186</b>
Barra Copperweld	5/8" x 2 [m]	8 [barras]	-	\$ 20,57 [USD/barra]	\$ 165
Instalación Barra Toma a Tierra	5/8" x 2 [m]	8 [barras]	-	\$ 48 [USD/barra]	\$ 384
Conductor de Cobre Desnudo	2/0 [AWG], 7 [H]	135 [m]	85 [kg]	\$ 8,30 [USD/m]	\$ 1.121
Excavación Zanjas Malla SE&SC	0,3 [m] x 0,7 [m]	135 [m]	-	\$ 25 [USD/m <sup>3</sup> ]	\$ 709
Instalación Malla SE&SC	-	135 [m]	-	\$ 85 [USD/m]	\$ 11.475
<b>Subtotal Malla SE &amp; SC</b>					<b>\$ 13.853</b>
<b>Total Malla de Tierra Propuesta</b>			<b>9.349 [kg]</b>		<b>\$ 1.683.314</b>

(a) Cálculo costo de inversión de puesta a tierra que considera perfil de mesas en subcampos.

Descripción	Dimensiones	Cantidad	Material	Valor Unitario	Capex [USD]
Conductor de Cobre Desnudo	1 [AWG], 7 [H]	23.103 [m]	10.396 [kg]	\$ 5,28 [USD/m]	\$ 121.984
Excavación Zanjas Malla Reticulada	0,3 [m] x 0,6 [m]	23.103 [m]	-	\$ 25 [USD/m <sup>3</sup> ]	\$ 103.964
Instalación Malla Reticulada	-	23.103 [m]	-	\$ 85 [USD/m]	\$ 1.963.755
<b>Subtotal Malla Subcampos</b>					<b>\$ 2.189.702</b>
Barra Copperweld	5/8" x 2 [m]	92 [barras]	-	\$ 20,57 [USD/barra]	\$ 1.892
Conductor de Cobre Desnudo	2/0 [AWG], 7 [H]	828 [m]	522 [kg]	\$ 8,30 [USD/m]	\$ 6.872
Excavación Zanjas Mallas CC	0,3 [m] x 0,7 [m]	828 [m]	-	\$ 25 [USD/m <sup>3</sup> ]	\$ 4.347
Instalación Mallas CC	-	828 [m]	-	\$ 85 [USD/m]	\$ 70.380
<b>Subtotal Mallas CC</b>					<b>\$ 83.492</b>
Conductor de Cobre Desnudo	2/0 [AWG], 7 [H]	5.211 [m]	3.283 [kg]	\$ 8,30 [USD/m]	\$ 43.251
Excavación Zanjas Malla MT	1 [m] x 0,7 [m]	-	-	\$ 25 [USD/m <sup>3</sup> ]	-
Instalación Malla MT	-	5.211 [m]	-	\$ 85 [USD/m]	\$ 442.935
<b>Subtotal Malla MT</b>					<b>\$ 486.186</b>
Barra Copperweld	5/8" x 2 [m]	8 [barras]	-	\$ 20,57 [USD/barra]	\$ 165
Conductor de Cobre Desnudo	2/0 [AWG], 7 [H]	135 [m]	85 [kg]	\$ 8,30 [USD/m]	\$ 1.121
Excavación Zanjas Malla SE&SC	0,3 [m] x 0,7 [m]	135 [m]	-	\$ 25 [USD/m <sup>3</sup> ]	\$ 709
Instalación Malla SE&SC	-	135 [m]	-	\$ 85 [USD/m]	\$ 11.475
<b>Subtotal Malla SE &amp; SC</b>					<b>\$ 13.469</b>
<b>Total Malla de Tierra Reticulada</b>			<b>14.286 [kg]</b>		<b>\$ 2.772.849</b>

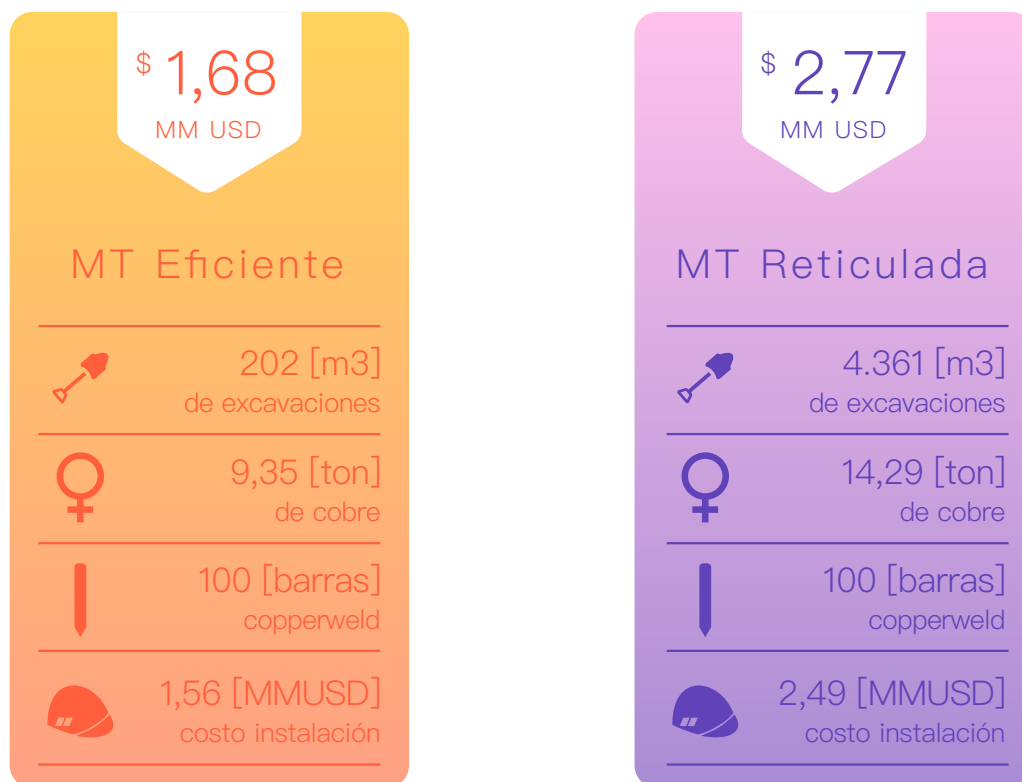
(b) Cálculo costo de inversión de puesta a tierra que utiliza malla reticulada en subcampos.

Tabla 6.3: Costo de inversión mallas de tierras, parque fotovoltaico Diego de Almagro.

De acuerdo a las tablas (6.3a) y (6.3b), no se considera el costo de excavación de las zanjas de la malla de media tensión, pues los conductores de ambos diseños van alojados en las canalizaciones del cableado de media tensión. No obstante, sí se considera en los movimientos de tierra llevados a cabo en la construcción de la malla reticulada de los subcampos. Además, dado que esta solución no utiliza las canalizaciones de baja tensión, podría causar interferencias con las obras civiles de los subcampos, y provocar dificultades técnicas de costo y tiempo.

### 6.3.3. Comparación económica

En la Fig. (6.12), se muestra un cuadro comparativo entre el diseño eficiente propuesto, que considera como parte del sistema de puesta a tierra, los perfiles de acero de las mesas de los subcampos; y otro diseño que utiliza mallas reticulada convencionales en los subcampos. Cabe destacar, que ambos diseños fueron optimizados para reducir los costos de material y construcción. Sin embargo, al compararlos se observa que el diseño eficiente permite reducir los costos del proyecto en un millón de dólares.



(a) Resumen malla de tierra eficiente.

(b) Resumen malla de tierra reticulada.

Fig. 6.12: Comparación económica entre dos tipos de mallas de tierra de parques fotovoltaicos.



De acuerdo a la Fig. (6.12), se observa que para obtener un diseño compatible, se requiere aproximadamente el doble de materiales en términos de toneladas de cobre. Además, dado que el diseño eficiente utiliza las canalizaciones del cableado de baja y media tensión, realiza 21 veces menos movimientos de tierra que el diseño reticulado, y no causa interferencia con las obras civiles de los subcampos. No obstante, el factor que más influye sobre el presupuesto de la malla de tierra, es el costo de instalación, pues representa un 93 % del costo de inversión en el diseño propuesto, y un 89 % del costo de inversión del diseño reticulado.

El costo de inversión del parque fotovoltaico Diego de Almagro, según lo dispuesto en la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) [26], es de 130 [MM USD]. Esto implica que el costo de inversión del sistema de puesta a tierra del parque, sea marginal con respecto al costo de inversión del parque, pues si se considera un diseño eficiente o reticulado, solo representa un 1,3 % o 2,13 % del monto de inversión, respectivamente. No obstante, esta diferencia de 0,83 % en el costo de inversión del parque fotovoltaico, muestra la rentabilidad que ofrece el diseño de malla de tierra propuesto.

## 7. Conclusión

### 7.1. Conclusiones generales

Aun cuando, el diseño y análisis de sistemas de puesta a tierra de parques fotovoltaicos de grandes dimensiones, supone varios desafíos tecno-económicos, en términos computacionales implica trabajar con grandes cantidades de información. Por ello, para estudiar el comportamiento global del sistema de puesta a tierra, se recomienda descomponer el parque fotovoltaico en distintas regiones específicas de análisis.

Bajo este principio, es posible incluir como parte del sistema de puesta a tierra de los subcampos, los postes de acero de las mesas de los paneles. Posteriormente, para determinar la resistencia de la malla de tierra de los subcampos, se recomienda emplear un método híbrido de cálculo, que reduzca a bloques equivalentes las configuraciones de barras dispuesta en una mesa de módulos fotovoltaicos. Esta simplificación, permite modelar de forma semi-exacta los sistemas de tierra auxiliar, y de esta forma, determinar la resistencia de la puesta a tierra del parque fotovoltaico, y las tensiones de contacto y paso que se originan en las instalación.

Pese a que, el cobre enterrado en el suelo resiste muy bien a la corrosión, puede provocar con facilidad la corrosión galvánica del acero. Por ello, dado que los sistemas auxiliares, como las bandejas de cables, o postes de soporte, a menudo son de acero, la norma IEEE 2778-2020 [33], sugiere que las juntas y conexiones a las mesas de los paneles cumplan con el estándar UL-2703 [46], a fin de garantizar que la trayectoria eléctrica entre la puesta a tierra del parque fotovoltaico y los sistemas auxiliares sea verdaderamente continua.

Si bien, tanto la ley chilena No. 21.156, como la norma NCh 4/2003 [2], y el reglamento de seguridad de las instalaciones eléctricas (Decreto 109) [15], no se refieren a la obligación de disponer desfibriladores externos automáticos (DEA) en instalaciones de parques fotovoltaicos. De acuerdo a la norma internacional NFPA 70E [47], cualquier sistema eléctrico de potencia, debe contar con elementos de seguridad eléctrica (ESE), y con personal capacitado ante una emergencia eléctrica. Por esta razón, y dada la ubicación remota y distante de los parques fotovoltaicos con los centros de salud de Chile, se recomienda contar con desfibriladores externos automáticos, a fin de salvaguardar a las personas que operan y hacen uso de las instalaciones del parque fotovoltaico.

En síntesis, se cumple el objetivo general de este trabajo, pues se desarrolla una metodología para el diseño de mallas de tierra en parques fotovoltaicos de grandes dimensiones,

que permita obtener un diseño eficiente y rentable, cumpliendo con la normativa vigente. En el cual, se propone utilizar las canalizaciones de los cableados y los pernos de acero de las estructuras de los módulos fotovoltaicos, con el fin de reducir los costos de materiales y movimientos de tierra en su construcción.

## 7.2. Conclusiones metodología aplicada

La metodología propuesta describe los pasos para diseñar y analizar mallas de tierras de parques fotovoltaicos, esta corresponde a una adaptación del diseño de mallas de tierras para sub-estaciones descrito en la guía del estándar IEEE 80-2013 [4].

Al determinar los parámetros del terreno, se desarrolla un estudio de resistividad de suelo, que emplea el método propuesto por Mooney, Orellana, Picket y Torhnheim [27], para obtener una curva patrón de suelos de prospección geoelectrica. De acuerdo a este estudio, se concluye que es recomendable realizar múltiples recorridos de medición de resistividad aparente en diferentes área dentro de la planta, porque se mejora la precisión del modelo, pues al promediar las lecturas de los sondeos, se reduce el error cuadrático medio entre el conjunto de datos de campo, y la curva patrón.

Por otro lado, al determinar los parámetros del sistema, se observa que la corriente de falla a tierra más peligrosa ocurre en el sistema de alta tensión. Sin embargo, no es posible concluir que las peores fallas residuales se produzcan en este sistema, pues depende de las características y topologías particulares de cada planta fotovoltaica. Por tanto, tal como se realiza en este trabajo, se recomienda siempre estudiar las corrientes de cortocircuito a tierra en los tres niveles de tensión.

Se realiza un correcto dimensionamiento de los conductores del sistema de puesta a tierra, pues se emplea el procedimiento descrito en el estándar IEEE 80-2013, y se verifica el cumplimiento de la norma chilena NCh4/2003. Con respecto a la estimación de los límites tolerables de solicitaciones de tensión, se emplea un criterio más restrictivo en las instalaciones del parque, con el fin de precisar el grado de seguridad que ofrece el diseño final propuesto.

De esta forma se procede a calcular la resistencia del parque completo. Dado que el potencial que adquiere la puesta a tierra, es inferior a los límites tolerables de solicitud de tensión, se concluye que el diseño final de la malla de tierra, cumple con los criterios de seguridad establecidos.

### 7.3. Conclusiones programa implementado

La plataforma Matlab ofrece un entorno sencillo para trabajar con vectores y matrices. Por tal motivo, se implementó en esta aplicación un software específico que permite diseñar y analizar mallas de tierras de parques fotovoltaicos de grandes dimensiones. El programa desarrollado comprende estudios de prospección geoelectrica de suelos, cálculo de resistencia de puesta a tierra, determinación de potencial inducidos por electrodos, y cálculo de solicitaciones de tensión de paso y contacto.

Si bien, la mayoría de módulos programados están bien logrados, queda como tema pendiente mejorar el cálculo de la resistencia mutua entre dos elementos dispuestos de forma arbitraria en un plano. Para ello, se pretende adoptar las expresiones analíticas presentadas en la referencia [48], que permiten calcular las resistencias mutuas entre conductores horizontales dispuestos en diferentes ángulos.

No obstante, se logra modelar con bastante precisión los elementos que conforman la puesta a tierra del parque fotovoltaico. Donde para una planta fotovoltaica de 100 [ha], el tiempo de ejecución del programa, en un computador de gama media, corresponde aproximadamente a seis horas, el cual es razonable dada las grandes dimensiones del parque.

Además, a fin de determinar la validez del programa implementado, se realiza una comparación entre los resultados presentados y los entregados por el software XGSLab. Cabe destacar, que debido a las grandes dimensiones del parque fotovoltaico, no es posible simular de forma completa la puesta a tierra del parque fotovoltaico, por tanto, a partir de un cálculo exacto de la resistencia de la puesta a tierra del subcampo SF 1.9, se estima de forma aproximada la resistencia del resto de las mallas de tierra de los subcampos.

Particularmente se observa, que el valor de la resistencia propia del subcampo SF 1.9 calculado con el software comercial, presenta una diferencia de 5,6% con respecto al valor calculado en esta memoria, de esta forma, se concluye que el módulo implementado para calcular la resistencia propia de los subcampos, entrega valores similares a los esperados en softwares comerciales.

Por otro lado, al comparar las tensiones de paso y de contacto, se observan errores del orden de un 25% y 85% para las tensiones de contacto y paso, respectivamente. Estas diferencias se deben principalmente a los parámetros y suposiciones realizadas. Sin embargo, dado que los valores calculados por el programa implementado, son superiores a las solicitaciones de tensión determinadas por el software XGSLab, implica que el diseño final sea

más conservador, y por tanto, garantiza la seguridad de las personas en las instalaciones, de acuerdo a la normativa vigente.

#### **7.4. Conclusiones análisis de sensibilidad**

Al considerar como parte del sistema de puesta a tierra, los perfiles de acero de las mesas que soportan los paneles, se reduce en un 69% la resistencia de la puesta a tierra con respecto a un diseño que no los considera. No obstante, esta cifra depende de las características y geometrías de cada parque fotovoltaico, por tanto, se concluye que al modelar de forma completa los elementos auxiliares de la puesta a tierra de un parque fotovoltaico, se reduce de forma significativa el valor de su resistencia.

Si bien, a partir del análisis de una malla de tierra sin elementos auxiliares, se obtiene que la tensión de contacto en los subcampos, cumple con los criterios de seguridad establecidos. No es posible afirmar que se cumpla esta condición en otros parques fotovoltaicos, pues depende de los antecedentes particulares del caso de estudio, como las características del suelo, la magnitud de la corriente residual y el tiempo de despeje de falla.

Del mismo modo, al estudiar una puesta a tierra de un parque fotovoltaico sin interconexión de las sub-mallas, se obtiene que la tensión en los subcampos, cumple con los criterios de seguridad. Sin embargo, no es posible afirmar que se cumpla esta condición en otros parques fotovoltaicos, pues depende de los antecedentes particulares del caso de estudio.

Debido a la proximidad entre la puesta a tierra de la subestación eléctrica con la del parque fotovoltaico, se estudia el efecto de la corriente de falla residual dispersada por la malla de tierra de la subestación eléctrica sobre la puesta a tierra de los subcampos, donde se observa que el potencial inducido es inferior a los límites tolerables, y por tanto, cumple con los criterios de seguridad establecidos. No obstante, en caso de adoptar una solución de este tipo, se debe verificar que no se produzcan diferencias de potencial peligrosas, que atenten contra la seguridad de las personas.

Al estudiar la distribución del potencial inducido en los subcampos, se observa que las máximas solicitaciones de tensión de contacto, se producen en las mesas de los módulos fotovoltaicos ubicados de la periferia del subcampo. Por tanto, para unificar y reducir las solicitaciones de tensión, se recomienda enterrar un lazo de conductores sobre el contorno de la puesta a tierra; de acuerdo al caso de estudio, esta técnica de diseño permite reducir en un 16% las solicitaciones de tensión que se originan en el subcampo SF 1.7.

## 7.5. Conclusión final

A diferencia del diseño de puesta a tierra de una subestación eléctrica, donde una solución sobre-dimensionada es económicamente rentable, un pequeño porcentaje de exceso en el diseño de una malla de tierra de un parque fotovoltaico puede generar un costo significativo. Por ello, para analizar las ventajas y desventajas del diseño propuesto con uno reticulado, este último debe ser optimizado.

De esta forma, se concluye que el diseño de una malla de tierra que emplea las canalizaciones del cableado de media y baja tensión, y considera como parte del sistema de puesta a tierra, los perfiles de acero de las mesas que soportan los paneles fotovoltaicos; es eficiente, pues cumple con la normativa vigente, y requiere para su construcción aproximadamente la mitad del material utilizado en una malla de tierra reticulada optimizada.

Por otro lado, dado que este diseño emplea las canalizaciones del cableado de media y baja tensión, lleva a cabo 21 veces menos movimientos de tierra, con respecto a un diseño reticulado, y además no causa interferencia con las obras civiles de los subcampos. Sin embargo, de acuerdo a este análisis, se observa que el factor más influyente es el costo de instalación, pues representa un 93 % del costo de inversión del diseño propuesto, y un 89 % del costo de inversión de un diseño reticulado.

Finalmente, el diseño propuesto es rentable, pues en el caso del parque fotovoltaico Diego de Almagro, permite reducir en un millón de dólares los costos del proyecto, con respecto a un diseño reticulado optimizado.

## 8. Bibliografía

- [1] T. Charlton, “Earthing Practice,” *Copper Development Association*, no. CDA Publication 119, 1997.
- [2] SEC, “NCh Elec. 4/2003 Electricidad, Instalaciones de Consumo en Baja Tensión,” *Superintendencia de electricidad y combustibles*, 2003.
- [3] J. C. Sverak, “Sizing of Ground Conductors Against Fusing,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 3, pp. 1399–1400, March 1981.
- [4] “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding,” *IEEE Std 80-2013 (Revision of IEEE Std 80-2000/ Incorporates IEEE Std 80-2013/Cor 1-2015)*, pp. 1–226, May 2015.
- [5] P. Ortuondo, *Manual para el proyecto y análisis de sistemas de puesta a tierra*. Imprenta América Ltda., 1997.
- [6] Enel, “Plano Unilineal General Planta Fotovoltaica Diego de Almagro,” *Enel Green Power*, 2013. [Online]. Available: <https://infotecnica.coordinador.cl/>
- [7] —, “Plano Disposición General Planta Fotovoltaica Diego de Almagro,” *Enel Green Power*, 2013. [Online]. Available: <https://infotecnica.coordinador.cl/>
- [8] —, “Plano Disposición Sistema de Puesta a Tierra Central Emelda,” *Enel Green Power*, 2013. [Online]. Available: <https://infotecnica.coordinador.cl/>
- [9] CNE, “Gobierno anuncia salida de 8 centrales a carbón en 5 años y retiro total al 2040,” *Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile*, 2019. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2019/06-junio/gobierno-anuncia-salida>
- [10] G. de Chile, “On COP Energy Day: 10 Latin American and Caribbean countries announce a goal of 70 % renewable energy use by 2030,” *Artículos, Gobierno de Chile*, 2019.
- [11] L. Vimmerstedt, “2019 Annual Technology Baseline ATB Cost and Performance Data for Electricity Generation Technologies,” *National Renewable Energy Laboratory*, 2019.
- [12] CEN, “Información de Instalaciones de Centrales de Generación,” *Infotécnica Coordinador Eléctrico Nacional*, 2021. [Online]. Available: <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/centrales>
- [13] Z. G. Datsios and P. N. Mikropoulos, “Safe grounding system design for a photovoltaic power station,” in *8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012)*, Oct 2012, pp. 1–6.

- [14] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, and O. Gomis-Bellmunt, “Topologies for large scale photovoltaic power plants,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 309 – 319, 2016.
- [15] SEC, “Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas -Decreto 109,” *Superintendencia de electricidad y combustibles*, Septiembre 2020.
- [16] BIPM, *The International System of Units (SI)*, 9th ed. Bureau International des Poids et Mesures, 2019. [Online]. Available: <https://www.bipm.org/en/publications/si-brochure/>
- [17] C. F. Dalziel, “Electric shock hazard,” *IEEE Spectrum*, vol. 9, no. 2, pp. 41–50, Feb 1972.
- [18] C. F. Dalziel and W. R. Lee, “Reevaluation of Lethal Electric Currents,” *IEEE Transactions on Industry and General Applications*, vol. IGA-4, no. 5, pp. 467–476, Sep. 1968.
- [19] R. J. Heppe, “Step Potentials and Body Currents Near Grounds in Two-Layer Earth,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 1, pp. 45–59, Jan 1979.
- [20] CNE, “Norma técnica de seguridad y calidad de servicio,” *Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile*, 2019.
- [21] N. Morales, “Capítulo 4, diseño y análisis de sistemas de puesta a tierra,” *Apuntes EL6013, Puesta a Tierra de Instalaciones Eléctricas y Electrónicas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile*, 2019.
- [22] A. I. Yakobs, “Reduction of Multi-Layer Electric Structures of Earth to Two-Layer Structure Equivalents in Designing Complex Earthing Systems,” *Elektrichestvo*, no. 8, 1970.
- [23] N. Morales, “Capítulo 7, consideraciones prácticas respecto de construcción de puesta a tierra,” *Apuntes EL6013, Puesta a Tierra de Instalaciones Eléctricas y Electrónicas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile*, 2019.
- [24] G. F. Tagg, *Earth resistances*. Pitman Pub. Corp., New York, 1964.
- [25] I. Roman, “An image analysis of multiple-layer resistivity problems,” *Geophysics*, vol. 24, no. 3, pp. 485–509, 07 1959. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1190/1.1438619>



- [26] SGA, “Declaración de Impacto Ambiental, Proyecto Parque PV Diego de Almagro,” *Descripción de Proyectos, Soluciones en Gestión Ambiental*, 2013. [Online]. Available: [https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id\\_expediente=7657424](https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=7657424)
- [27] H. M. Mooney, E. Orellana, H. Pickett, and L. Tornheim, “A resistivity computation method for layered earth models,” *Geophysics*, vol. 31, no. 1, pp. 192–203, 02 1966. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1190/1.1439733>
- [28] C. Moler, “Find minimum of unconstrained multivariable function using derivative-free method,” *MathWorks Documentation*, 2020. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/matlab/ref/fminsearch.html>
- [29] J. Lagarias, J. Reeds, M. Wright, and P. Wright, “Convergence Properties of the Nelder-Mead Simplex Method in Low Dimensions,” *SIAM Journal on Optimization*, vol. 9, pp. 112–147, 12 1998.
- [30] G. V. Keller and F. C. Frischknecht, *Electrical methods in geophysical prospecting*. Oxford : Pergamon press, 1966. [Online]. Available: <http://lib.ugent.be/catalog/rug01:001374307>
- [31] S. Stefanescu, C. Schlumberger, and M. Schlumberger, “Sur la distribution électrique potentielle autour d’une prise de terre ponctuelle dans un terrain à couches horizontales, homogènes et isotropes,” *J. Phys. Radium*, vol. 1, no. 4, pp. 132–140, 1930. [Online]. Available: <https://hal.archives-ouvertes.fr/jpa-00205416>
- [32] W. J. Stolte, *Photovoltaic System Grounding and Fault Protection Guidelines*, ser. Research and Engineering Operation, United States Department of Energy. Project Manager, Bechtel Group, Inc., February 1985.
- [33] “IEEE Guide for Solar Power Plant Grounding for Personnel Protection,” *IEEE Std 2778-2020*, pp. 1–24, April 2020.
- [34] S. Gonzalez, N. Gurule, M. J. Reno, and J. Johnson, “Fault Current Experimental Results of Photovoltaic Inverters Operating with Grid-Support Functionality,” in *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC)*, June 2018, pp. 1406–1411.
- [35] T. Neumann and I. Erlich, “Short Circuit Current Contribution of a Photovoltaic Power Plant,” *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 45, no. 21, pp. 343 – 348, 2012,

- 8th Power Plant and Power System Control Symposium. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1474667016319930>
- [36] J. S. Ramírez and E. A. Cano, *Sistemas de Puesta a Tierra: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF*. Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales, 2010.
- [37] Accredited Standards Committee C2, “National Electric Safety Code,” *NESC*, 2014.
- [38] R. Schaerer and D. Lewis, “Large utility-scale photovoltaic solar power plant grounding system safety design - general practices and guidance,” in *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2015, pp. 1–5.
- [39] S. J. Schwarz, “Analytical Expressions for the Resistance of Grounding Systems,” *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, vol. 73, no. 2, pp. 1011–1016, Jan 1954.
- [40] K. P. Sengar and K. Chandrasekaran, “Designing of cost minimum substation grounding grid system using DE, SCA, and HDESCA techniques,” *IET Science, Measurement & Technology*, vol. 13, no. 9, pp. 1260–1267, 2019.
- [41] M. M. A. Salama, M. M. E. Sherbiny, and Y. L. Chow, “A formula for resistance of substation grounding grid in two-layer soil,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 10, no. 3, pp. 1255–1262, July 1995.
- [42] TecnoRed, “Cotización Conductores de Cobre Desnudo,” *TecnoRed Comercialización de Materiales*, Febrero 2021. [Online]. Available: <https://www.tiendatecnored.cl/conductores/cobre/cobre-desnudo>
- [43] —, “Cotización Barras de Toma de Tierra,” *TecnoRed Comercialización de Materiales*, Febrero 2021. [Online]. Available: <https://www.tiendatecnored.cl/protecciones/puesta-a-tierra/barra-a-tierra>
- [44] Banco Central de Chile, “Tipos de Cambio Real Chile,” *Base de Datos Estadísticos, BCCCh*, Febrero 2021. [Online]. Available: [https://si3.bcentral.cl/siete/ES/Siete/Cuadro/CAP\\_TIPO\\_CAMBIO/MN\\_TIPO\\_CAMBIO4/TCB\\_531\\_IND\\_TCRYCOMP](https://si3.bcentral.cl/siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TIPO_CAMBIO/MN_TIPO_CAMBIO4/TCB_531_IND_TCRYCOMP)
- [45] Werba S. A., “Fabricación de Alambre de Cobre,” *Werba Soluciones Integrales en Reciclaje y Residuos*, Febrero 2021. [Online]. Available: <http://www.werbasa.com/es/fabricacion-alambre-cobre>
- [46] Underwriters Laboratories, “UL 2703, Standard for Mounting Systems, Mounting Devices, Clamping/Retention Devices, and Ground Lugs for Use with Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels,” *UL Standard*, July 2016.

- [47] D. R. Crow and T. M. Crnko, “NFPA 70E,” *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 12, no. 1, pp. 43–49, Jan 2006.
- [48] C. Silva, T. Pires, W. Calixto, D. Oliveira, L. Souza, and A. S. Filho, “Calculation of Grounding Grids Parameter at Arbitrary Geometry,” *Transactions on Environment and Electrical Engineering*, vol. 2, no. 2, 2017.
- [49] A. B. Oslon, “Calculation of Certain Types of Compound Earthing Devices,” *Elektrichestvo*, no. 4, 1958.
- [50] SINT Power System Division, “Electromagnetic Simulation for Power, Grounding and Lightning Protection Systems,” *SINT srl*, 2021. [Online]. Available: <http://www.xgslab.com/general/xgslab/xgslab>

## **A. Anexo: Descripción del Programa Implementado**

Para diseñar y analizar mallas de tierras de parques fotovoltaicos de grandes dimensiones se utiliza la plataforma de Matlab (versión R2017b), dado que está optimizada para resolver problemas científicos y de ingeniería, y provee un entorno de desarrollo para el diseño de algoritmos, visualización de datos, y solución de problemas numéricos.

El programa implementado consta de 4 módulos principales. El primero permite determinar la resistencia de una malla de tierra y las corrientes dispersadas por cada uno de los diferentes elementos que la conforman. El segundo módulo, a partir de una configuración de electrodos y una distribución de corrientes, permite obtener el potencial total que se induce en la superficie. Luego, el tercer y cuarto módulo permiten determinar las solicitaciones de paso y contacto, a las cuales puede quedar sometida una persona en un parque fotovoltaico. A continuación se presenta una descripción en detalle de los módulos implementados.

### **A.1. Módulo cálculo de resistencia y corrientes dispersadas por elementos**

#### **A.1.1. Métodos de cálculo**

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra del parque fotovoltaico, se emplean métodos “exactos” y “aproximados”. Los métodos “exactos” utilizan las expresiones analíticas descritas en la sección (2.4), que permiten el cálculo de las resistencias propias y mutuas de los elementos que conforman la puesta a tierra, además de la estimación de las corrientes dispersadas por cada elemento. Por otro lado, los métodos “aproximados” se basan en simplificaciones del problema general que permiten dar solución a casos particulares.

Los métodos clásicos aproximados para el diseño de mallas de tierra, son métodos que no requieren demasiados recursos computacionales y están destinados a ser de fácil uso. Sin embargo, presentan limitaciones para suelos heterogéneos, análisis del potencial en la superficie del suelo, y para la geometría de la malla de tierra. Donde, por lo general, solo se puede utilizar en casos en que los cables sean equidistantes y en mallas con formas cuadradas, rectangulares, en forma de L, estrella, y T [48].

El objetivo general de este trabajo, es diseñar una malla de tierra que utilice las zanjias de los conductores y los perfiles de acero de las mesas que soportan los paneles fotovoltaicos, con el fin de obtener un diseño de una malla de tierra eficiente y rentable que cumpla con la normativa vigente. Por ello, se desprende que la geometría de la malla de tierra dispuesta en las zanjias de los conductores, no necesariamente corresponde a una forma que los métodos clásicos aproximados permitan solucionar.

Por otro lado las expresiones analíticas descritas en la sección (2.4) solo permiten el cálculo de la resistencia de una puesta a tierra formada por una combinación de electrodos interconectados entre sí, de forma paralela o perpendicular. Por tanto, se requiere de un método “exacto” o “aproximado”, que permita el cálculo de la resistencia mutua entre dos elementos dispuestos de forma arbitraria en un plano. De esta forma, se propone un método aproximado que permite el cálculo de la resistencia mutua entre dos elementos que no estén dispuestos de forma paralela o perpendicular.

Este método aproximado, considera primero calcular de forma independiente la resistencia propia de cada conductor, luego discretizar en segmentos verticales y horizontales el conductor que diverge desde un punto común en un ángulo  $\theta$  con respecto a otro, tal como se indica en la Fig. (A.1). Posteriormente, se procede a determinar la resistencia total del conjunto discretizado, y a partir de estos tres resultados, realizar una formulación inversa que permita obtener la resistencia mutua entre ambos elementos.

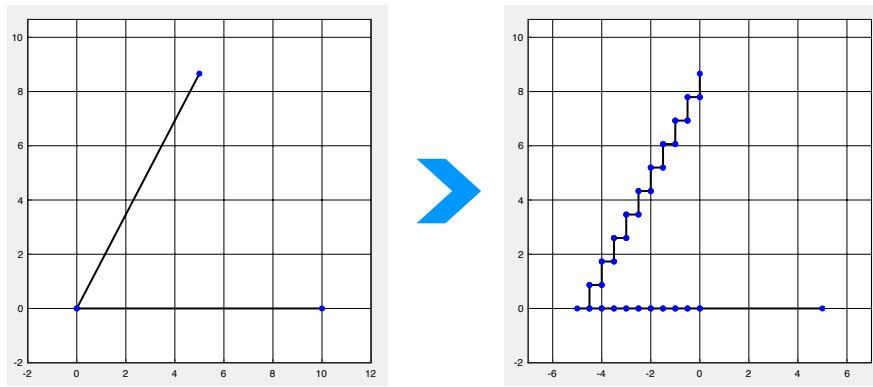


Fig. A.1: Ilustración método aproximado cálculo de resistencia mutua.

La formulación mencionada, está basada en la propiedad de reciprocidad de la resistencia mutua, donde  $R_{12}$  es igual a  $R_{21}$  [5], y por ello también, la matriz de resistencias  $[R]$  es simétrica y posee inversa. De esta forma la resistencia del conjunto se expresa como:

$$R = \frac{1}{\sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^2 [G]_{ij}} \quad (\text{A.1})$$

Donde  $[G]$ , es la matriz inversa de la matriz de resistencias  $[R]$ .

$$[G] = \frac{1}{R_{11} \cdot R_{22} - R_{12} \cdot R_{21}} \cdot \begin{bmatrix} R_{22} & -R_{12} \\ -R_{21} & R_{11} \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

Luego dado que la matriz  $[R]$  es simétrica y las resistencias mutuas de los elementos son recíprocas, la resistencia del conjunto se puede expresar como:

$$\frac{1}{R} = \frac{1}{R_{11} \cdot R_{22} - (R_{12})^2} \cdot (R_{11} + R_{22} - 2 \cdot R_{12}) \quad (\text{A.3})$$

Donde las resistencias mutuas entre los electrodos siempre son inferiores a sus resistencias propias [5]. Con un poco de álgebra, se manipula la expresión (A.3), y se despeja el valor de la resistencia mutua, en función de la resistencia propia de cada elemento y la resistencia del conjunto.

$$|R_{12} - R| = \sqrt{R^2 - R \cdot (R_{11} + R_{22}) - R_{11} \cdot R_{22}} \quad (\text{A.4})$$

Para determinar el signo del valor absoluto, se estudia la inecuación (A.6), considerando las resistencias propias iguales a  $R^*$ . En caso de que sean distintas el análisis es análogo, donde se iguala la resistencia propia más grande a la más pequeña o viceversa. Cabe destacar, que la resistencia del conjunto siempre es menor que la resistencia propia de cada elemento. De esta forma se obtiene que:

$$|R_{12} - R| = R^* - R \quad (\text{A.5})$$

Luego si el valor absoluto presenta un valor positivo, se observa que la resistencia mutua es equivalente a la resistencia propia de algún electrodo, lo cual, es una contradicción, porque las resistencias mutuas entre los electrodos siempre son inferiores a sus resistencias propias [5]. Luego, si el valor absoluto, presenta un valor negativo, no se observa una contradicción en el valor de la resistencia mutua. Por tanto, el signo del valor absoluto es negativo, y la expresión de la resistencia mutua aproximada entre dos elementos queda como:

$$R_{12} = R - \sqrt{R^2 - R \cdot (R_{11} + R_{22}) - R_{11} \cdot R_{22}} \quad (\text{A.6})$$

Para evaluar la validez de este método, se utiliza la expresión (A.7) propuesta por Oslon [49], que permite calcular la resistencia mutua aproximada entre dos elementos, de igual longitud  $\ell$ , enterrados a una profundidad  $t = 0$  [m], que divergen desde un punto común en un ángulo  $\theta$  [5]:

$$R_{12} = \frac{\rho}{\pi\ell} \ln \left( \frac{2 + \sqrt{2 - 2 \cdot \cos(\theta)}}{\sqrt{2 - 2 \cdot \cos(\theta)}} \right) \quad (\text{A.7})$$

Al comparar los resultados con el método propuesto y la expresión (A.7), se observa una diferencia del 10% en ángulos cercanos a  $45^\circ$ . Sin embargo, para ángulos inferiores el método de Oslon pierde validez, porque en la resistencia mutua se reduce, cuando debería incrementarse por la proximidad de los conductores. En cambio, este método propuesto, al discretizar el conjunto de conductores, permite obtener una resistencia mutua aproximada para cualquier disposición arbitraria de conductores en un plano.

### A.1.2. Diagrama de bloques

En la Fig. (A.2) se presenta el diagrama de bloques del módulo de cálculo de la resistencia de la puesta a tierra y de las corrientes dispersadas por los elementos que la conforman. Los datos de entrada de este módulo son los parámetros del sistema y la disposición física de los elementos.

En cuanto a los parámetros del sistema, para el cálculo de la matriz de resistencias, se utiliza la profundidad de los conductores  $t$ , la resistividad del estrato superior  $\rho_1$ , el espesor del estrato superior  $h$ , la resistividad del estrato inferior  $\rho_2$ , la sección de los conductores  $s$ , y la cantidad  $n$  de segmentos verticales y horizontales empleada para el cálculo de la resistencia mutua aproximada, entre dos conductores que divergen desde un punto común en un ángulo  $\theta$ . Con respecto a la disposición de los elementos, se consideran las coordenadas de los conductores que conforman la malla y la posición de las barras presentes, por lo general, esta información se almacena en una matriz.

Una vez ingresados los datos de entrada se procede al cálculo de la matriz de resistencias de la malla de tierra. En esta etapa se utilizan las expresiones analíticas para el cálculo de las resistencias propias y mutuas en un terreno de 2 capas, descritas en la sección (2.4). En caso de que la disposición entre dos elementos no sea de forma paralela o perpendicular, se emplea el método descrito en la sección anterior, donde se determina la resistencia mutua, en función de la resistencia propia de cada elemento y la resistencia total del conjunto discretizado.

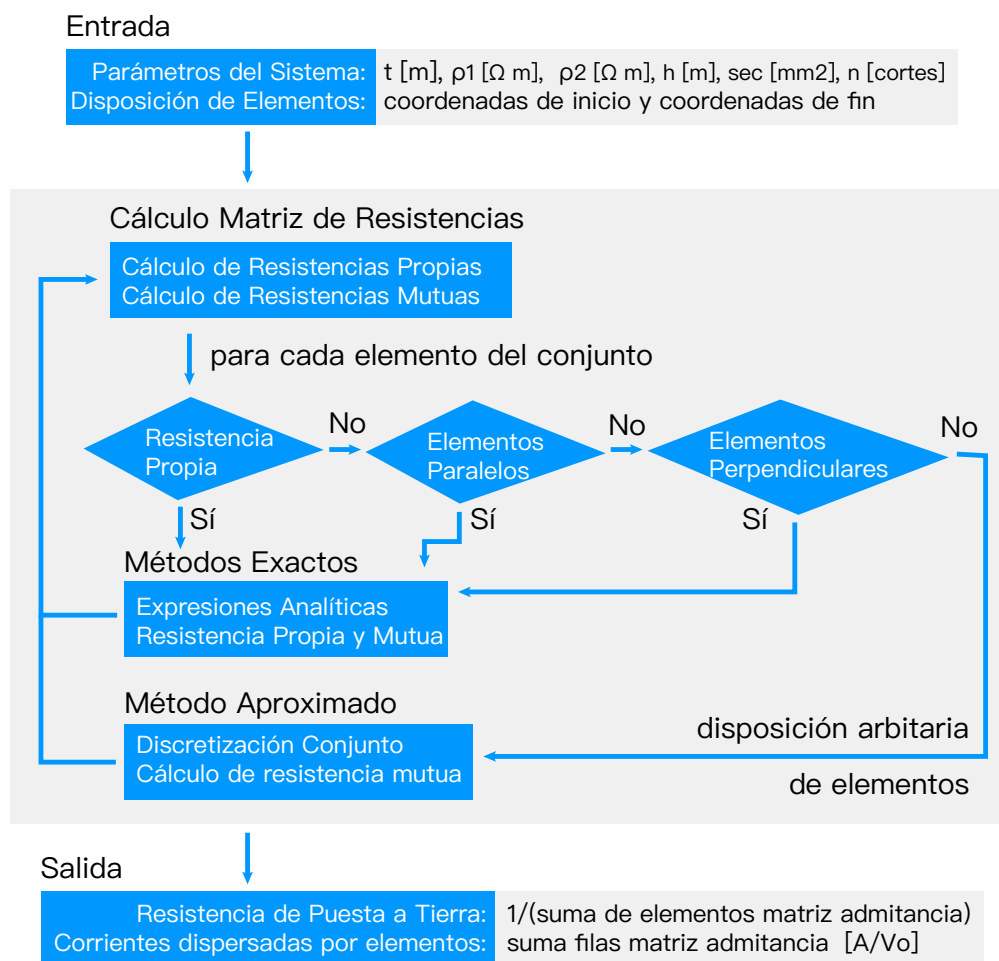


Fig. A.2: Diagrama de bloques, módulo cálculo de resistencia de puesta a tierra y corrientes dispersadas por elementos.

Finalmente, cuando se determina la matriz de resistencias de la malla de tierra, se procede a su inversión para obtener la matriz de admitancia, con la cual se calcula la resistencia de la puesta a tierra y las corrientes dispersadas por los elementos, según las ecuaciones (2.24) y (2.25), respectivamente.

### A.1.3. Revisión de resultados

Antes de utilizar el modelo propuesto, se comparan los resultados obtenidos con algún ejemplo conocido, a fin de revisar la correcta implementación de las ecuaciones que modelan las resistencias propias y mutuas de los elementos de la puesta a tierra. En el “Manual para el Proyecto y Análisis de Sistemas de Puesta a Tierra” [5], se presenta una tabla con resistencias mutuas y propias de una malla cuadrada de 2x2, de dimensiones de 10 [m] por lado, enterrada a una profundidad de  $t = 0.5$  [m], construida con conductores de 4/0 [AWG], en un terreno con resistividad del estrato superior igual a  $\rho_1 = 100$  [ $\Omega$  m], de un espesor de



$h = 1$  [m], y con resistividad del estrato inferior igual a  $\rho_2 = 500$  [ $\Omega$  m]. A partir de estos datos de entrada, se obtienen los siguientes resultados.

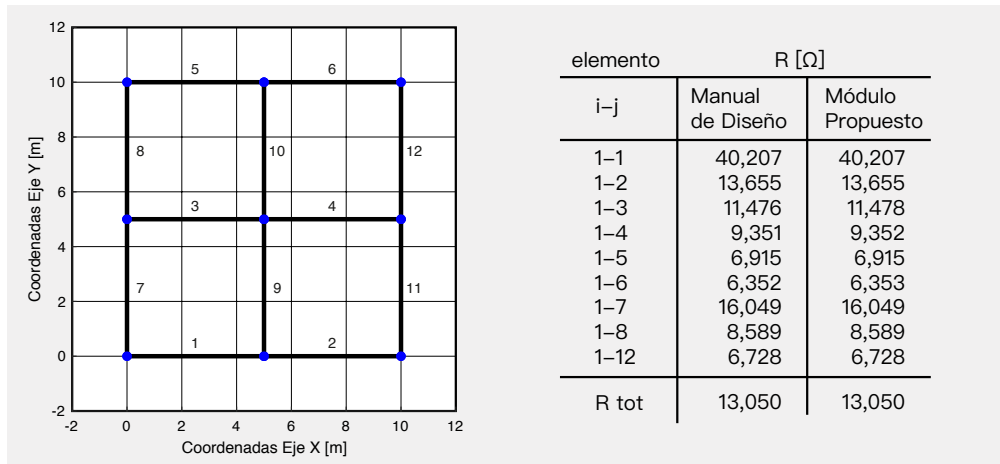


Fig. A.3: Revisión módulo cálculo de resistencia de puesta a tierra y corrientes dispersadas por elementos.

Al comparar los resultados con las cifras presentadas en el manual de diseño, se obtienen los mismos resultados, lo cual, permite ratificar la correcta implementación del módulo propuesto [5].

## A.2. Módulo cálculo de potencial inducido en la superficie

### A.2.1. Métodos de cálculo

Para calcular el potencial que induce la malla de tierra en el terreno circundante, primero se determinan los valores del potencial que produce cada elemento sobre la superficie, debido a que el comportamiento global de la malla de tierra, se obtiene por la superposición del efecto de todos los electrodos que la conforman.

Con respecto al cálculo del potencial que induce cada elemento en el terreno, se emplean las expresiones analíticas descritas en la sección (2.5.2). Luego se procede a sumar las distribuciones del potencial que aporta cada elemento de la puesta a tierra, con el fin de obtener el potencial global que se induce sobre la superficie al interior y exterior de la malla.

### A.2.2. Diagrama de bloques

En la Fig. (A.4) se presenta el diagrama de bloques del módulo de cálculo del potencial inducido en la superficie por la malla de tierra. Los datos de entrada de este módulo son los

parámetros del sistema, la disposición física de los elementos, las corrientes dispersadas por cada electrodo, y la precisión del conjunto de puntos de la superficie del terreno sobre los cuales se calculará el potencial inducido.

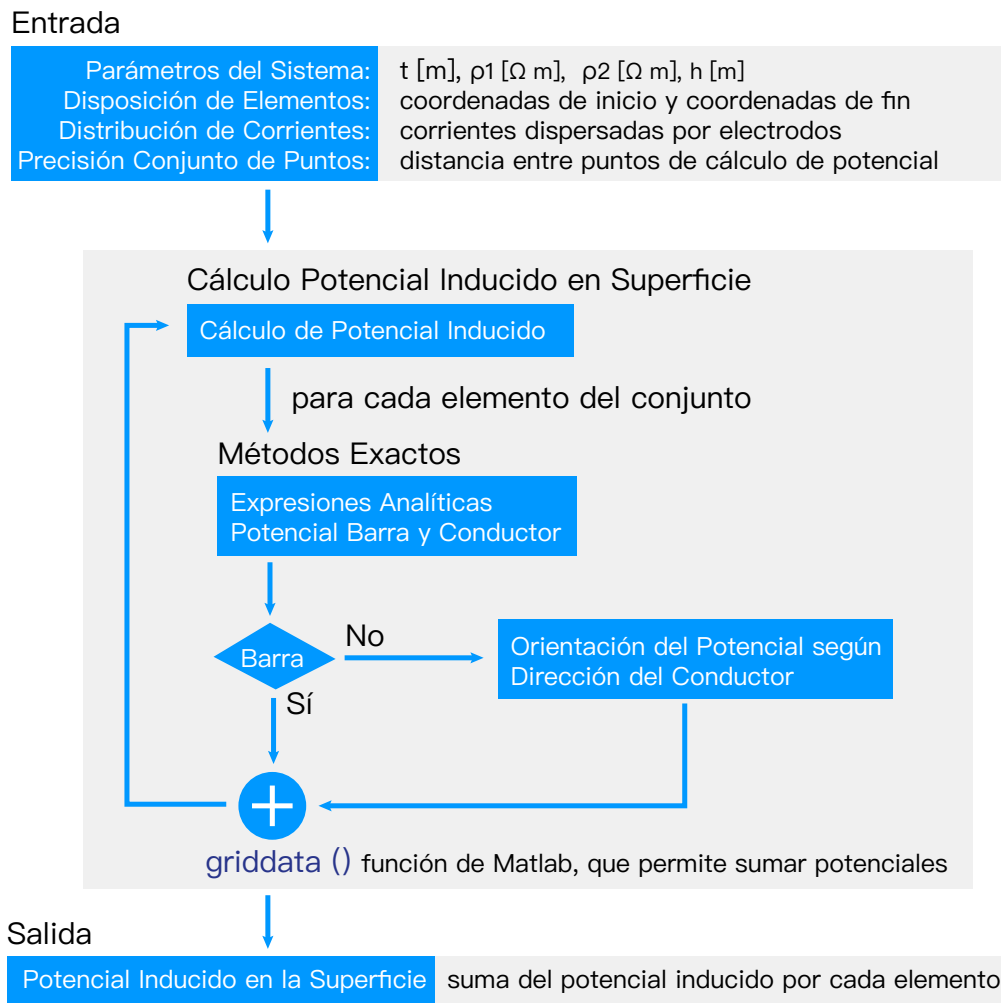


Fig. A.4: Diagrama de bloques, módulo cálculo de potencial inducido en la superficie por la malla de tierra.

En cuanto a los parámetros del sistema, para el cálculo del potencial inducido, se considera la profundidad de los conductores  $t$ , la resistividad del estrato superior  $\rho_1$ , el espesor del estrato superior  $h$  y la resistividad del estrato inferior  $\rho_2$ . Con respecto a la disposición de los elementos, se consideran las coordenadas de los conductores que conforman la malla, y la posición de las barras presentes, por lo general, esta información se almacena en una matriz. En cuanto a la precisión del conjunto de puntos, se indica la distancia equidistante entre los puntos del conjunto que modela la superficie del terreno que cubre la malla de tierra.

Una vez ingresados los datos de entrada se procede al cálculo individual del potencial que produce cada elemento que conforma la malla de tierra. En esta etapa se emplean las expresiones analíticas del potencial inducido para un terreno de 2 capas, descritas en la sección (2.5.2). Luego si el electrodo es un conductor, se orienta el potencial según la dirección del conductor en el espacio, en el caso de las barras solo basta con trasladarlo a la posición de su eje.

Posteriormente se procede a la suma de los potenciales producidos por los electrodos, para efectuar esta suma se emplea la función `griddata()` de Matlab, que permite ajustar a un reticulado común cualquier superficie tridimensional, mediante interpolación lineal. Finalmente, se obtiene el potencial inducido en la superficie por la malla de tierra.

### A.2.3. Revisión de resultados

Antes de utilizar el modelo propuesto, se comparan los resultados obtenidos con algún ejemplo conocido, a fin de revisar la correcta implementación de las ecuaciones que modelan el cálculo del potencial inducido en la superficie del terreno. En el “Manual para el Proyecto y Análisis de Sistemas de Puesta a Tierra” [5], se presentan los resultados del cálculo del potencial inducido de una malla rectangular de 3x3 con dimensiones de 24 x 18 [m], enterrada a una profundidad de  $t = 0,5$  [m], construida con conductores de 4/0 [AWG], en un terreno de resistividad uniforme igual a 100 [ $\Omega$  m]. A partir de estos datos de entrada, se obtienen los siguientes resultados.

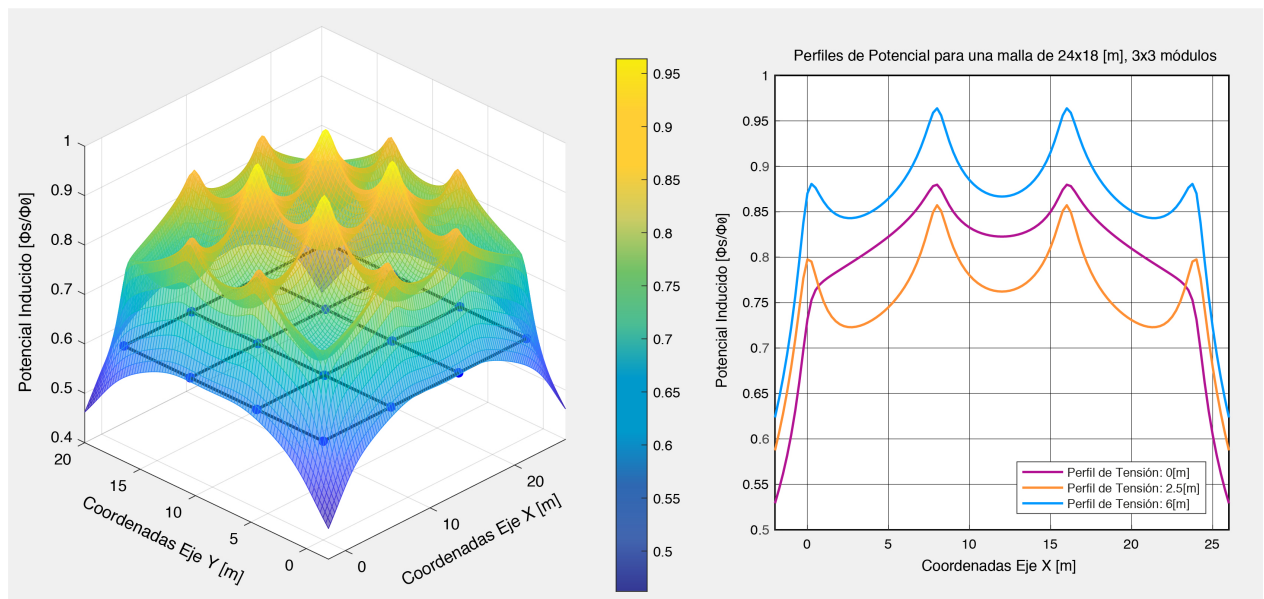


Fig. A.5: Revisión módulo cálculo de potencial inducido en la superficie por la malla de tierra.

Al comparar los resultados con las cifras presentadas en el manual de diseño, se obtienen los mismos resultados, lo cual, permite ratificar la correcta implementación del módulo propuesto [5].

### **A.3. Módulo cálculo solicitaciones de contacto**

#### **A.3.1. Métodos de cálculo**

Para determinar las solicitaciones de voltaje a las que puede quedar sometida una persona en una instalación eléctrica, es necesario conocer el potencial  $\phi_0$  adquirido por la puesta a tierra, y el potencial  $\phi_S$  inducido por los distintos elementos que conforman la malla de tierra, en todo punto sobre la superficie del terreno que cubre.

Con respecto al cálculo de las solicitaciones de contacto, se emplea la expresión analítica (2.53), descrita en la sección (2.5.1). El cálculo de la sollicitación de tensión, está sujeto al valor mínimo del potencial inducido en la superficie del terreno al interior de la instalación eléctrica, en las zonas de posible contacto con objetos metálicos conectados a una puesta a tierra común. Una vez detectado el valor mínimo del potencial inducido, se calcula la sollicitación de contacto como la diferencia entre el potencial adquirido por la puesta a tierra  $\phi_0$ , y el valor mínimo del potencial inducido  $\phi_{S,\text{mín}}$ .

#### **A.3.2. Diagrama de bloques**

En la Fig. (A.6) se presenta el diagrama de bloques del módulo de cálculo de las sollicitaciones de contacto en una instalación eléctrica. Los datos de entrada de este módulo corresponden al potencial adquirido por la malla de tierra  $\phi_0$ , la distribución del potencial inducido en la superficie que cubre la malla de tierra  $\phi_S$ , y las zonas de eventual contacto con objetos metálicos que posean el potencial adquirido por la puesta a tierra.

Una vez ingresados los datos de entrada se procede al cálculo del potencial mínimo inducido en la superficie. En esta etapa se emplea un algoritmo de búsqueda que filtra, en las zonas de posible contacto con objetos metálicos, el potencial producido por la malla de tierra en la superficie. Luego de determinar el potencial inducido en las zonas de sollicitación de tensión, se procede a detectar el potencial mínimo.

Finalmente, una vez determinado el mínimo potencial inducido en la superficie del terreno, se calcula el potencial de contacto como la diferencia entre este potencial y el potencial adquirido por la malla de tierra. Otra salida de este módulo, corresponde a las coordenadas del terreno donde se produce la sollicitación de tensión.

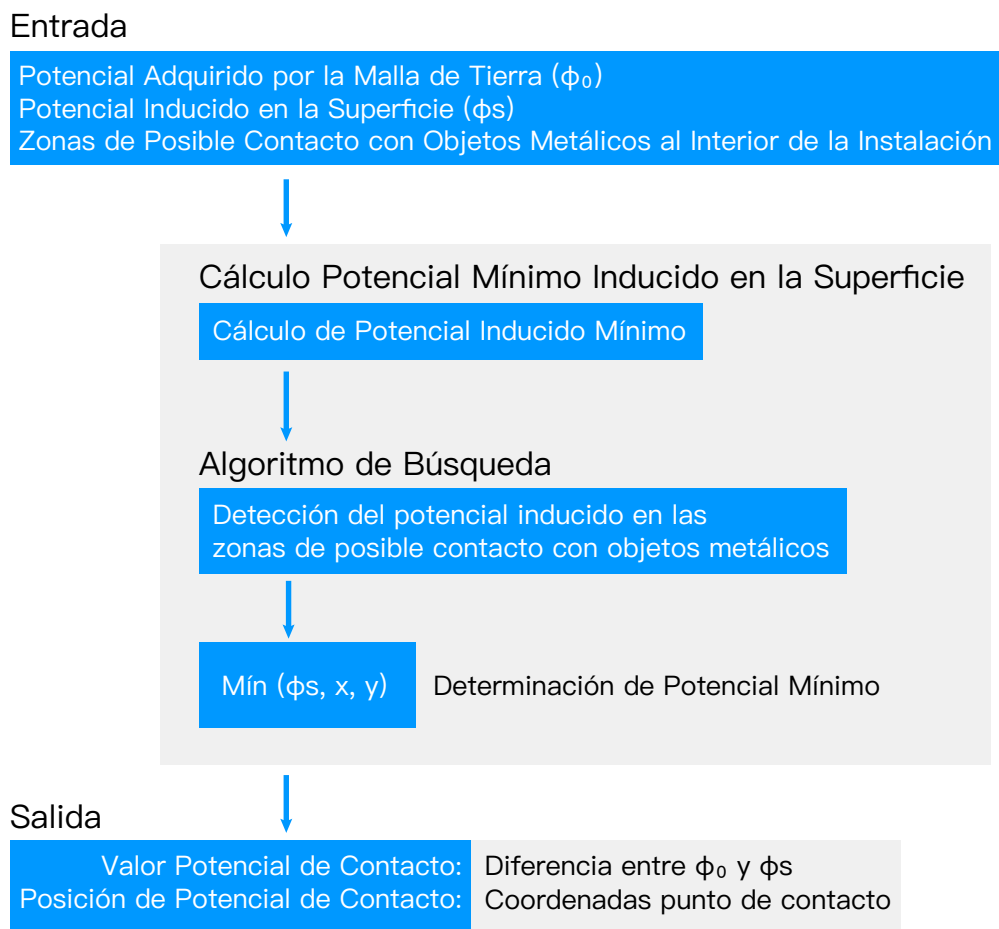


Fig. A.6: Diagrama de bloques, módulo cálculo de solicitaciones de contacto en instalación eléctrica.

### A.3.3. Revisión de resultados

Antes de utilizar el modelo propuesto, se comparan los resultados obtenidos con algún ejemplo conocido, a fin de revisar la correcta implementación de los algoritmos de detección del potencial mínimo inducido en las zonas de eventual contacto con objetos metálicos por parte del personal. En el “Manual para el Proyecto y Análisis de Sistemas de Puesta a Tierra” [5], se presentan los resultados de la ubicación y el cálculo del potencial superficial mínimo inducido en la superficie, por la malla de tierra descrita en el ejemplo de la sección (A.2.3).

Al ejecutar el módulo de cálculo con los parámetros de entrada del ejemplo descrito en la sección (A.2.3). Se obtiene un voltaje inducido en la superficie de 0,7229 [p.u.] en ( $x = 2,75, y = 15,75$ ). Al comparar los resultados con las cifras presentadas en el manual de diseño, se obtienen los mismos resultados, lo cual, permite ratificar la correcta implementación del módulo propuesto [5].

## A.4. Módulo cálculo solicitaciones de paso

### A.4.1. Métodos de cálculo

Las solicitaciones de paso a las que pueda quedar sometida una persona, están dadas por la diferencia de potencial entre dos puntos  $P$  y  $P'$ , ubicados sobre la superficie del terreno, distantes a 1 metro entre sí. Con respecto al cálculo de la solicitación de paso, se emplea la expresión analítica descrita en la sección (2.5.1). Donde el cálculo está sujeto al valor máximo de la diferencia del potencial inducido en la superficie entre dos puntos, distantes a 1 metro.

### A.4.2. Diagrama de bloques

En la Fig. (A.7) se presenta el diagrama de bloques del módulo de cálculo de las solicitaciones de paso en una instalación eléctrica. Los datos de entrada de este módulo corresponde a la distribución del potencial sobre el terreno que cubre la malla de tierra.

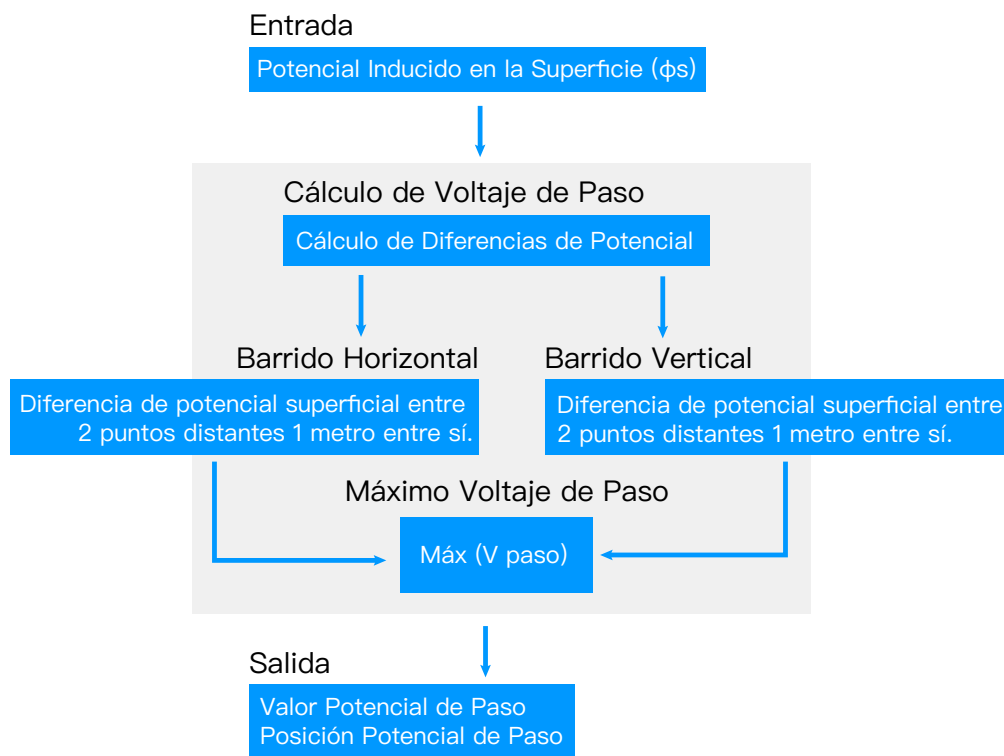


Fig. A.7: Diagrama de bloques, módulo cálculo de solicitaciones de paso en instalación eléctrica.

Una vez ingresados los datos de entrada se procede al cálculo de la diferencia de potencial entre 2 puntos distantes a un metro entre sí. En esta etapa se realiza un barrido horizontal, donde para cada coordenada “ $y$ ” se determina la diferencia de potencial entre

puntos distantes a un metro, de las coordenadas “ $x$ ”. De la misma forma, se realiza un barrido vertical, donde para cada coordenada “ $x$ ” se determina la diferencia de potencial entre puntos distantes a un metro, de las coordenadas “ $y$ ”. Luego se determina la diferencia de potencial máxima entre el barrido horizontal y el barrido vertical. Finalmente, se obtiene la posición y la el tensión de paso a la cual una persona podría quedar sometida en una instalación eléctrica.

### A.4.3. Revisión de resultados

Antes de utilizar el modelo propuesto, se comparan los resultados obtenidos con algún ejemplo conocido, a fin de revisar la correcta implementación de los algoritmos de barrido horizontal y vertical para la detección de la máxima diferencia de potencial. En el “Manual para el Proyecto y Análisis de Sistemas de Puesta a Tierra” [5], se indica que por lo general, el valor máximo de la tensión de paso, se produce en el contorno de la puesta a tierra, de esta forma, se procede al cálculo del voltaje de paso en la malla de tierra descrita en el ejemplo de la sección (A.2.3). A continuación, se presentan resultados obtenidos.

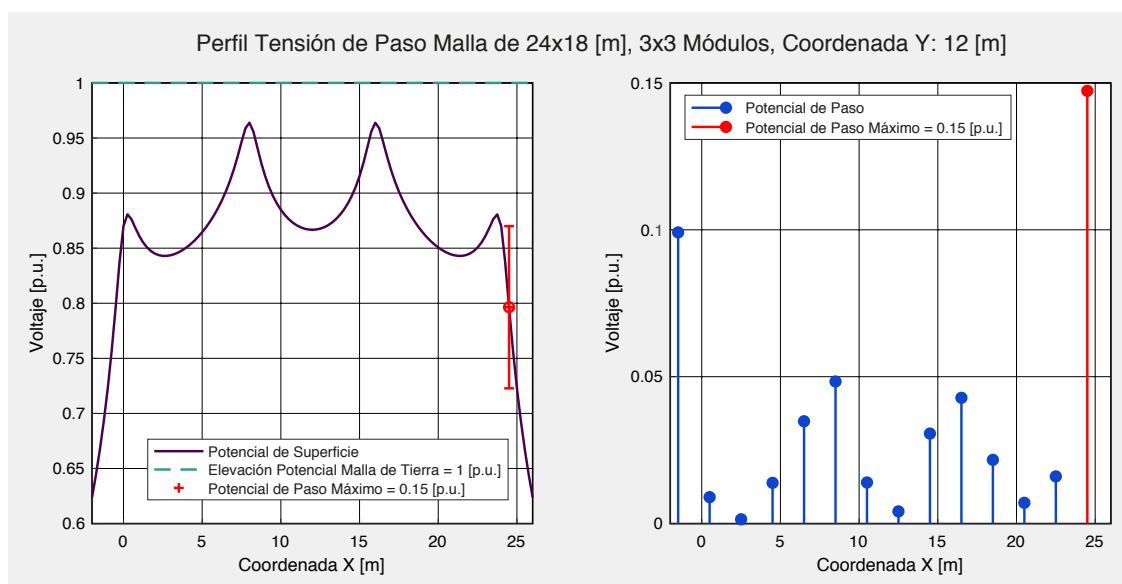


Fig. A.8: Revisión módulo cálculo de solicitaciones de paso en instalación eléctrica.

A partir de los resultados, se observa que la máxima sollicitación de tensión de paso se produce en el contorno de la puesta a tierra, además se comprueba que esta corresponde a la máxima diferencia de potencial de paso en la instalación, de esta manera, se ratifica la correcta implementación del módulo propuesto [5].

## B. Anexo: Comparación de Resultados con Software Comercial

A fin de determinar la validez del programa implementado, se realiza una comparación entre los resultados calculados en esta memoria y los entregados por el software XGSLab, versión 9.6.4.1 [50]. Debido a las grandes dimensiones del parque fotovoltaico Diego de Almagro, se observan dificultades técnicas para simular de forma completa la puesta a tierra del parque. Por tanto, para simplificar los tiempos de cómputo, se realiza un cálculo exacto de la resistencia de la malla de tierra del subcampo SF 1.9, y luego mediante extrapolación lineal, se calcula de forma aproximada la resistencia del resto de los subcampos, con respecto al área cubierta por cada sub-malla.

Con respecto al cálculo de la resistencia, como parámetros de entrada se emplea un modelo de suelo simplificado, conformado por dos medios, en el cual la primera capa equivalente contiene todas las capas reales alcanzadas por los elementos de la puesta a tierra; de esta forma, se utiliza un estrato superior de resistividad  $\rho_1 = 335,94 \text{ } [\Omega]$ , con profundidad  $h = 1,1 \text{ } [m]$ , y un estrato inferior de resistividad  $\rho_2 = 68,61 \text{ } [\Omega]$ . El diseño de la malla de tierra de los módulos fotovoltaicos, contempla como parte del sistema de puesta a tierra, los perfiles de acero de las mesas que soportan los módulos fotovoltaicos, a modo de electrodos verticales.

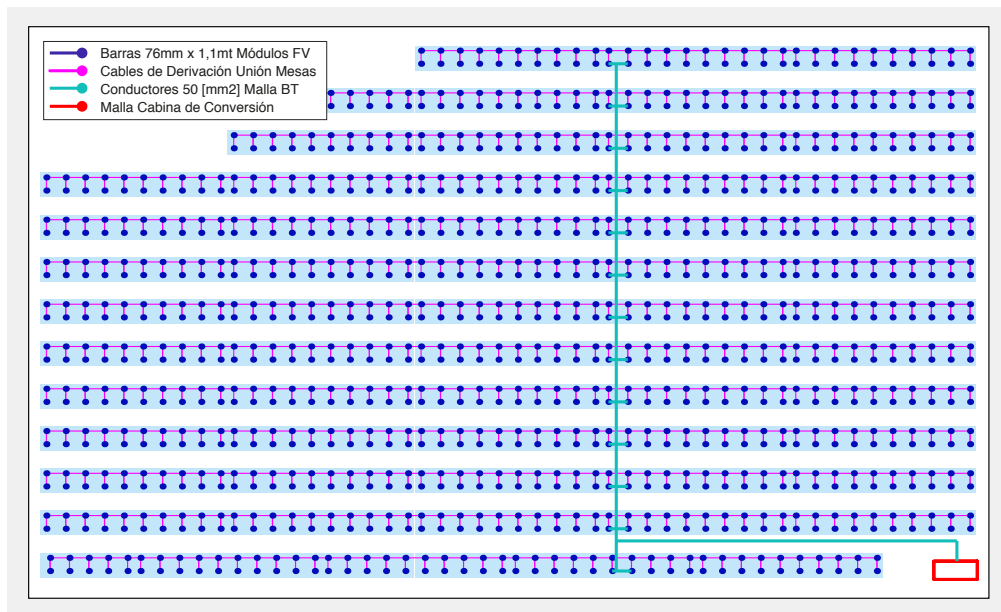


Fig. B.1: Diseño de malla de tierra de subcampo SF 1.9, ingresado en software XGSLab.

Asimismo, para el tendido de la malla de tierra de los subcampos, se utiliza las canalizaciones de baja tensión, y mediante cables de derivación se interconectan las mesas de los módulos fotovoltaicos, tal como se muestra en la Fig. (B.1). Los perfiles de acero de las



estructuras que soportan los módulos presentan una longitud de 1,5 [m], un diámetro de 76 [mm], y se encuentran enterrados 1,1 [m] al nivel de la superficie. La profundidad del tendido de la malla de tierra de baja tensión corresponde a 0,6 [m], y se construye con conductores de calibre de 50 [mm<sup>2</sup>].

Subcampo	Resistencia XGSLab	Resistencia Memoria	Área	Error
SF 1.1	0,1982 [Ω]	0,2525 [Ω]	2,44 [ha]	21,49 %
SF 1.2	0,1882 [Ω]	0,2471 [Ω]	2,57 [ha]	23,85 %
SF 1.3	0,2099 [Ω]	0,2287 [Ω]	2,31 [ha]	8,24 %
SF 1.4	0,1947 [Ω]	0,2421 [Ω]	2,49 [ha]	19,59 %
SF 1.5	0,1863 [Ω]	0,2434 [Ω]	2,6 [ha]	23,47 %
SF 1.6	0,1930 [Ω]	0,2614 [Ω]	2,51 [ha]	26,17 %
SF 1.7	0,1639 [Ω]	0,2449 [Ω]	2,96 [ha]	33,08 %
SF 1.8	0,1965 [Ω]	0,2609 [Ω]	2,47 [ha]	24,70 %
SF 1.9	0,3739 [Ω]	0,3959 [Ω]	1,29 [ha]	5,56 %
SF 1.10	0,1677 [Ω]	0,2400 [Ω]	2,88 [ha]	30,13 %
SF 1.11	0,1730 [Ω]	0,2384 [Ω]	2,8 [ha]	27,43 %
SF 1.12	0,1647 [Ω]	0,243 [Ω]	2,94 [ha]	32,23 %
SF 1.13	0,1924 [Ω]	0,2104 [Ω]	2,51 [ha]	8,54 %
SF 1.14	0,2395 [Ω]	0,2136 [Ω]	2,02 [ha]	12,12 %
SF 2.1	0,1787 [Ω]	0,2439 [Ω]	2,71 [ha]	26,72 %
SF 2.2	0,1734 [Ω]	0,2442 [Ω]	2,79 [ha]	28,99 %
SF 2.3	0,2328 [Ω]	0,2932 [Ω]	2,08 [ha]	20,61 %
SF 2.4	0,1142 [Ω]	0,2118 [Ω]	4,24 [ha]	46,09 %
SF 2.5	0,1343 [Ω]	0,2022 [Ω]	3,61 [ha]	33,59 %
SF 2.6	0,1258 [Ω]	0,2066 [Ω]	3,85 [ha]	39,12 %
SF 2.7	0,1713 [Ω]	0,2741 [Ω]	2,83 [ha]	37,49 %
SF 2.8	0,1793 [Ω]	0,2748 [Ω]	2,7 [ha]	34,76 %
SF 2.9	0,1151 [Ω]	0,2031 [Ω]	4,21 [ha]	43,34 %

Tabla B.1: Cuadro comparativo entre resistencias de subcampos estimadas en XGSLab y calculadas por programa implementado.

En función de los parámetros de entrada, y de la geometría de la malla de tierra del subcampo SF 1.9, el software XGSLab determina una resistencia propia de 0,3739 [Ω]. Con respecto a los mismos parámetros de entrada, de acuerdo a a la sección de resultados, para el subcampo SF 1.9, se obtiene un valor de 0,3959 [Ω]. De esta forma, la tolerancia de error en el resultado de la resistencia propia de los subcampos del programa implementado, con

respecto al software comercial XGSLab, corresponde a  $\pm 5,6\%$ . Adicionalmente, mediante extrapolación lineal, se estima la resistencia del resto de los subcampos, en función del área cubierta por cada sub-malla; según la Tabla (B.1) se observa un error promedio de  $26,4\%$ , con respecto a los valores calculados en esta memoria.

Al considerar las resistencias de cada subcampo calculadas en función de su área, para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra general del parque, incluyendo la resistencia de la SE Emelda, y de la sala eléctrica y de la sala de control, se obtiene una resistencia de  $0,0292 [\Omega]$ , la cual presenta una diferencia de  $8,46\%$ , con respecto al valor de la resistencia calculado para el parque fotovoltaico, que corresponde a  $0,0319 [\Omega]$ .

Posteriormente, se simula en el software XGSLab, las solicitaciones de tensión que se producen en las inmediaciones del subcampo SF 1.9. Para ello, se considera una falla residual en alta tensión que produce una corriente asimétrica de  $11,082 [\text{kA}]_{\text{RMS}}$ , donde el subcampo SF 1.9, dispersa hacia el terreno  $220,71 [\text{A}]$ , y adquiere el potencial de la puesta a tierra del parque fotovoltaico, es decir,  $353,969 [\text{V}]_{\text{RMS}}$ . En las Fig. (B.2) y (B.3), se muestran las solicitaciones de tensión entregadas por el software XGSLab, se observan valores de  $256 [\text{V}]_{\text{RMS}}$  y  $21,03 [\text{V}]_{\text{RMS}}$ , para las tensiones de contacto y de paso, respectivamente.

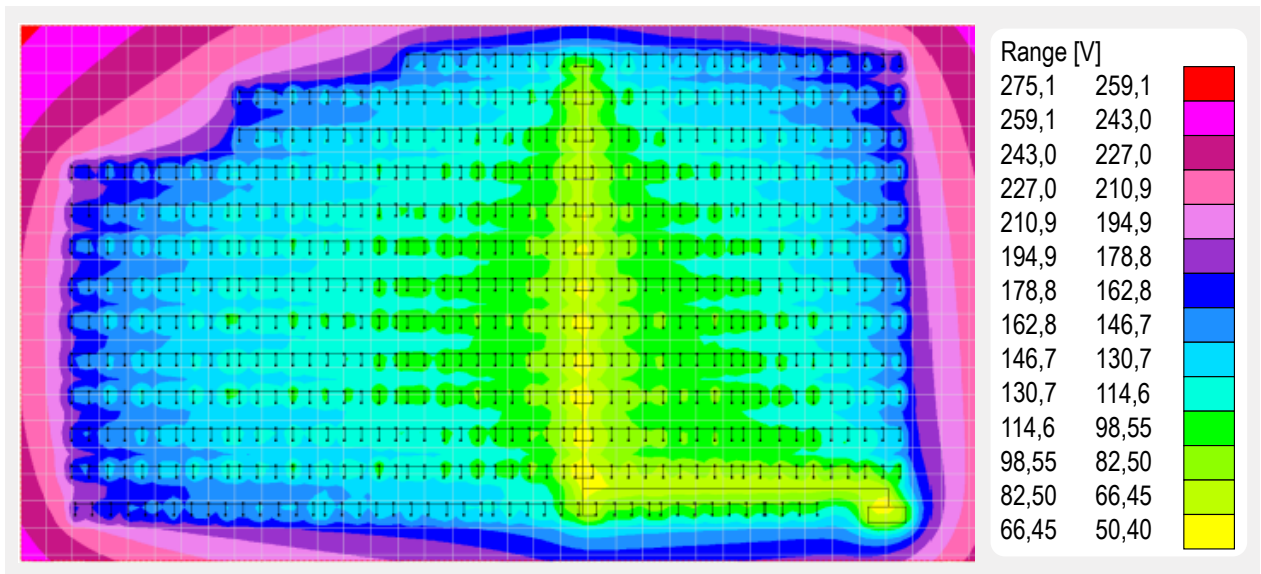


Fig. B.2: Simulación realizada en XGSLab de solicitaciones de tensión de contacto en subcampo SF 1.9.

Al comparar las solicitaciones de paso y contacto calculadas, con las entregadas por el software XGSLab, se observan mayores diferencias. De acuerdo a la sección de resulta-

dos, para el subcampo SF 1.9, se obtienen valores de 320 [V]<sub>RMS</sub> y 133 [V]<sub>RMS</sub>, para las tensiones de paso y contacto, respectivamente. Es decir, se observa un error de 25 % para las tensiones de contacto, y un error de 85 % para las tensiones de paso. Estas diferencias, se deben principalmente a los parámetros y suposiciones realizadas, sin embargo, se deduce que los resultados entregados por el programa implementado, son más restrictivos, y por tanto, permiten obtener un diseño que garantiza la seguridad de las personas, de acuerdo a la normativa vigente.

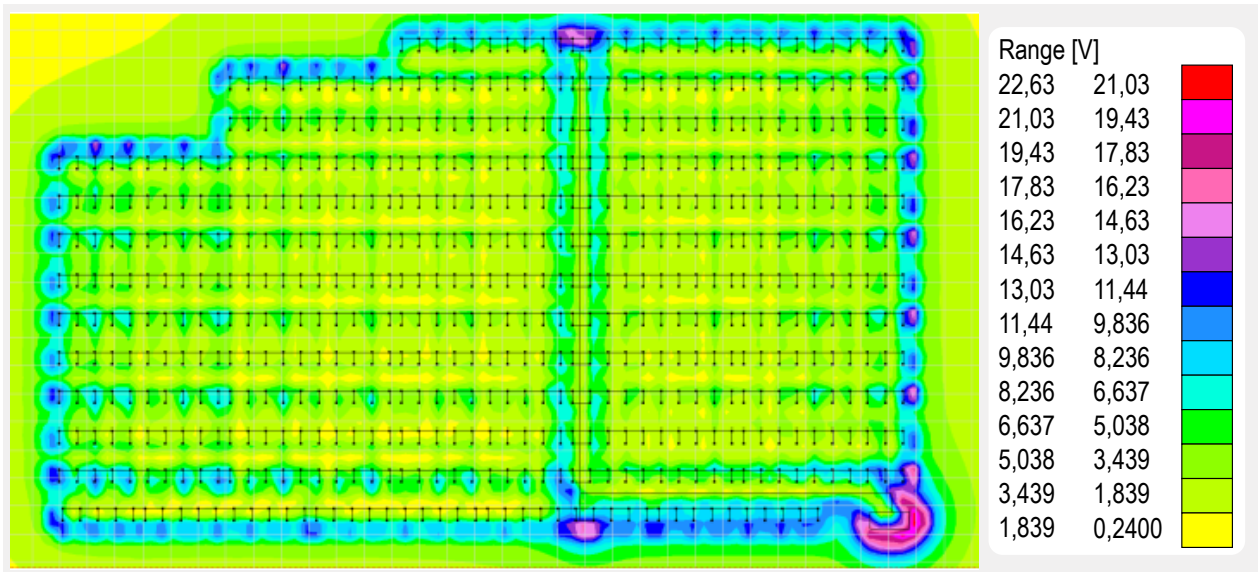


Fig. B.3: Simulación realizada en XGSLab de solicitaciones de tensión de paso en subcampo SF 1.9.

## C. Anexo: Principales Códigos Programados en Matlab

### C.1. Resistividad caso de estudio

Código C.1.1: Rutina de código Sondeo\_Terreno.m

```
1 % Nicolás Sepúlveda H.
2 % Diseño Eficiente de Mallas de Tierra en Parques Fotovoltaicos
3 % de Grandes Dimensiones.
4 % Rutina de Código, Sondeo Eléctrico Vertical.
5
6 % Precisión Espesor.
7 E0 = 0.1;
8 % Semiseparación Electrodo "L".
9 L = [1 1.3 1.6 2 2.5 3 4 5 6.5 8 10 13 16 20 25 30 40];
10 % Resistividad Aparente.
11 rho_m = rho_a_mean;
12 x = [4469.5823, 133.8353, 246.1302, 68.6114, 0.4, 0.1, 0.6];
13
14 % Sondeo 1.
15 % Solución: x0 = [2486.6, 7.7328, 79.762, 46.965, 0.3, 0.2, 0.9];
16 rho_a_1 = [335 102 53.7 47.5 48.2 44.2 49.4 50.0 46.4 45.5 46.5 49.4 51.3
17           56.8 51.1 42.4 41.6];
18
19 % Sondeo 2.
20 % x0 = [3394.7420, 11.9629, 328.2827, 93.7229, 0.5, 0.1, 0.6];
21 rho_a_2 = [1973 779 448 281 194 154 125 119 111 116 111 96.6 92.6 94.6 97.0
22           94.9 95];
23
24 % Sondeo 3.
25 % x0 = [4789.3577, 43.0766, 204.3120, 58.6314, 0.5, 0.1, 0.6];
26 rho_a_3 = [2199 1097 790 442 186 114 87.6 75.8 65.4 66.3 56.8 59.1 57.2
27           63.7 54.8 62.6 56.4];
28
29 % Sondeo 4.
30 % x0 = [4469.5823, 133.8353, 246.1302, 68.6114, 0.4, 0.1, 0.6];
31 rho_a_mean = mean([rho_a_1; rho_a_2; rho_a_3]);
32
33 % Problema de Optimización.
34 % x = Mooney4.fitmooney(3000, 25, 180, 80, 0.4, 0.1, 0.6, E0, L, rho_m);
35
36 % Determinación Error y Desviación RMS.
37 [des, error2] = Mooney4.desv(x(1), x(2), x(3), x(4), x(5), x(6), x(7), E0,
38                             L, rho_m);
39 fprintf('>>\n')
```

```

36 fprintf('>> Error Cuadrático = %.4f.\n', error2);
37 fprintf('>> Desviación RMS= %.4f.\n', des);
38
39 % Gráfico Resultados.
40 Mooney4.plotves(x, E0);
41 hold on; grid on;
42 loglog(L, rho_m, 'or', 'DisplayName', 'Resistividad Medida');
43 xlabel('Semiseparación L entre electrodos de corriente [m]');
44 ylabel('Resistividad aparente [\Omega m]');
45 legend('show')
46 %}

```

## C.2. Método de reducción de estratos propuesto por Yakobs

Código C.2.1: Rutina de código Reduccion.m

```

1 % Nicolás Sepúlveda H.
2 % Diseño Eficiente de Mallas de Tierra en Parques Fotovoltaicos
3 % de Grandes Dimensiones.
4 % Rutina de Código, Método de Yakobs, Reducción de Capas.
5
6 esp = [0.4, 0.1, 0.6];
7 rho = [4469.58, 133.84, 246.13, 68.61];
8 S = 65 * 100 * 100;
9 b = 1;
10 k = input('>> Inserte el valor de k: ');
11 [rho_eq, h_eq] = YAKOBS.yakobs(esp, rho, k, S, b);
12
13 fprintf('>>\n')
14 fprintf('>> Resistividad Equivalente Capa Superior: %.2f [Ohm m]', rho_eq
15 (1));
16 fprintf('\n>> Profundidad Equivalente Capa Superior: %.2f [m]', h_eq(1));
17 fprintf('\n>> Resistividad Equivalente Capa Inferior: %.2f [Ohm m]', rho_eq
18 (2));
19 fprintf('\n>> Profundidad Equivalente Capa Inferior: %.2f [m]\n', h_eq(2));

```

## C.3. Cálculo de resistencia de puesta a tierra de sub-mallas

Código C.3.1: Rutina de código RunCodigos.m

```

1 % Nicolás Sepúlveda H.
2 % Diseño Eficiente de Mallas de Tierra en Parques Fotovoltaicos

```

```

3 % de Grandes Dimensiones.
4 % Rutina de Código, Run Codigos, Cálculo Resistencia por Tramos.
5
6 % Vector de Tiempos.
7 run_time = zeros(2,1);
8
9 % Cálculo Malla de Tierra Principal.
10 run_time(1) = Execution.MallaMT();
11
12 % Cálculo Malla de Tierra Sub Campos.
13 run_time(2) = Execution.MallaSF();
14
15 % Cálculo Malla de Tierra Delivery Station.
16 run_time(3) = Execution.MallaDS();
17
18 % Cálculo Malla de Tierra Termoeléctrica.
19 run_time(4) = Execution.MallaTermo();
20
21 % Save run time.
22 save('run_time', 'run_time')

```

#### C.4. Cálculo general resistencia de puesta a tierra

Código C.4.1: Rutina de código CalculoResistencia.m

```

1 % Nicolás Sepúlveda H.
2 % Diseño Eficiente de Mallas de Tierra en Parques Fotovoltaicos
3 % de Grandes Dimensiones.
4 % Rutina de Código, Calculo Resistencia, Resistencia Total Parque FV.
5
6 % Inicialización de Variables.
7 resistor_time = zeros(1); M = []; tStart = cputime;
8
9 % Import Resultados.
10 [M, rowsMT] = Resistencia.importMT(M);
11 [M, rowsSF] = Resistencia.importSF(M);
12 [M, rowsDS] = Resistencia.importDS(M);
13 [M, rowsST] = Resistencia.importTermo(M);
14
15 % Cálculo Resistencia.
16 [R, I] = Resistencia.schwartz(M, 68.74);
17
18 % Reinserción de Corrientes.

```

```

19 Resistencia.saveCurrentMT(sum(I(1 : rowsMT)));
20 Resistencia.saveCurrentSF(I(rowsMT + 1 : rowsMT + rowsSF));
21 Resistencia.saveCurrentDS(I(rowsMT + rowsSF + 1 : rowsMT + rowsSF + rowsDS)
    );
22 Resistencia.saveCurrentTermo(I(rowsMT + rowsSF + rowsDS + 1 : rowsMT +
    rowsSF + rowsDS + rowsT));
23 resistor_time(1) = cputime - tStart;
24
25 clearvars -except resistor_time R;
26 fprintf('>> Resistencia Malla de Tierra: %.4f [Ohm].\n', R);
27
28 save('resistor_time', 'resistor_time')
29 save('resistencia', 'R')

```

## C.5. Cálculo de potencial inducido en el terreno

Código C.5.1: Rutina de código CalculoPotencial.m

```

1 % Nicolás Sepúlveda H.
2 % Diseño Eficiente de Mallas de Tierra en Parques Fotovoltaicos
3 % de Grandes Dimensiones.
4 % Rutina de Código, Calculo Potencial, Determinación Potencial Inducido.
5
6 % Actualizado.
7 time_mt = POTMODS.RunPotMT();
8 save('time_mt', 'time_mt');
9
10 % Actualizado.
11 time_totalMT = POTMODS.RunTotalPotMT();
12 save('time_totalMT', 'time_totalMT');
13
14 % Actualizado.
15 timeBars = POTMODS.RunPotBars();
16 save('timeBars', 'timeBars');
17
18 % Actualizado.
19 time_con = POTMODS.RunPotCON();
20 save('time_con', 'time_con');
21
22 % Revisado.
23 time_cc = POTMODS.RunPotCC();
24 save('time_cc', 'time_cc');
25

```

```

26 % Revisado.
27 time_ds = POTMODS.RunPotDS();
28 save('time_ds', 'time_ds');
29
30 % Actualizado.
31 time_termo = POTMODS.RunPotTermo();
32 save('time_termo', 'time_termo');
33 POTMODS.TotalPotTermo();
34 POTMODS.TotalGeoPotTermo();
35
36 % Actualizado.
37 time_total = POTMODS.RunTotPot();
38 save('time_total', 'time_total');

```

## C.6. Determinación de zonas de posible contacto

### Código C.6.1: Rutina de código ContactZones.m

```

1 % Nicolás Sepúlveda H.
2 % Diseño Eficiente de Mallas de Tierra en Parques Fotovoltaicos
3 % de Grandes Dimensiones.
4 % Rutina de Código, Contact Zones, Determinación Zonas Tensión de Contacto.
5
6 % Cálculo Zona de Contacto en Mesas.
7 time_contactBars = ContactFuncs.RunContactZonesBars();
8 save('time_contactBars', 'time_contactBars');
9
10 % Voltaje Superficial Mínimo Porcentual en Mesas.
11 ContactFuncs.plotContact(1, 7);
12 PlotContactZones.PlotContactBars(1, 7);
13
14 % Voltaje Superficial Mínimo Porcentual en Scada.
15 ContactFuncs.ContactScada();
16 ContactFuncs.plotContactScada();
17 PlotContactZones.PlotContactDS();
18
19 % Voltaje Superficial Mínimo Porcentual en Termo.
20 ContactFuncs.ContactTermo();
21 ContactFuncs.ContactSE();
22
23 % Plots Central Emelda.
24 PlotContactZones.PlotContactTermo();
25 ContactFuncs.plotContactTermo();

```



```

26
27 PlotContactZones.PlotContactSE();
28 ContactFuncs.plotContactSE();
29
30 % Voltaje Superficial Mínimo Porcentual en Cabina Conversión.
31 ContactFuncs.ContactCC();
32 ContactFuncs.plotContactCC();
33 PlotContactZones.PlotContactCC();

```

## C.7. Cálculo de solicitud de tensión de paso

Código C.7.1: Rutina de código CalculoVpaso.m

```

1 % Nicolás Sepúlveda H.
2 % Diseño Eficiente de Mallas de Tierra en Parques Fotovoltaicos
3 % de Grandes Dimensiones.
4 % Rutina de Código, Cálculo Voltaje de Paso.
5
6 % Cálculo Voltaje de Paso Subcampos. Actualizado.
7 time_pasoMT = FuncsPaso.RunMTDataPaso();
8 save('time_pasoMT', 'time_pasoMT');
9
10 % Cálculo Voltaje de Paso Subcampos. Actualizado.
11 time_pasoSF = FuncsPaso.RunSFdataPaso();
12 save('time_pasoSF', 'time_pasoSF');
13
14 % Cálculo Voltaje de Paso Scada. Actualizado.
15 time_pasoScada = FuncsPaso.RunScadaDataPaso();
16 save('time_pasoScada', 'time_pasoScada');
17
18 % Cálculo Voltaje de Paso Termo.
19 time_pasoTermo = FuncsPaso.RunTermoDataPaso();
20 save('time_pasoTermo', 'time_pasoTermo');
21
22 % Cálculo Local de Voltaje de Paso Subcampos. Actualizado.
23 FuncsPaso.VpasoSF();

```